

## THÈSE

Présentée en vue d'obtenir le grade de  
Docteur de l'Université d'Artois

par

Serghei SAVIN

Discipline : Génie Électrique

---

# Nouvel indicateur de vieillissement de l'isolation inter-spores des machines électriques utilisées en aéronautique

---

Soutenue publiquement à Béthune le 25 juin 2013 devant le jury composé de :

Président :	N. IDIR	Professeur, L2EP - Université Lille 1
Rapporteurs :	P. NOTINGHER	Professeur, IES - Université de Montpellier 2
	N. TAKORABET	Professeur, GREEN - Université de Lorraine
Examineurs :	H. HENAO	Professeur, LTI - Université de Picardie Jules Verne
	M. DUNAND	Expert senior, Safran Engineering Services
	D. ROGER	Professeur, LSEE - Université d'Artois, directeur de thèse
	S. AIT-AMAR	MCF, LSEE - Université d'Artois, co-directrice de thèse



## ***Remerciements***



Ce manuscrit conclut trois années de travail, je tiens en ces quelques lignes à exprimer ma reconnaissance envers tous ceux qui de près ou de loin y ont contribué.

Je remercie vivement le Professeur Jean-François BRUDNY de m'avoir confié ce sujet et de m'avoir accueilli au sein du Laboratoire Systèmes Electrotechniques et Environnement (LSEE) de l'Université d'Artois.

Je tiens à adresser mes plus chaleureux remerciements à mon directeur de thèse Daniel ROGER. Il n'a pas simplement accepté de diriger ma thèse ; il m'a transmis la passion de la recherche et n'a eu de cesse de m'encourager et de me soutenir durant ces trois années. J'ai pu apprécier non seulement sa dimension scientifique, mais aussi sa non moins importante dimension humaine. J'en profite pour lui exprimer ici ma plus profonde gratitude.

Je souhaite remercier très chaleureusement ma co-directrice de thèse Sonia AIT-AMAR. Il est difficile de trouver des qualificatifs assez forts pour souligner sa gentillesse, sa générosité et sa patience à prodiguer des conseils pertinents.

Mes remerciements profonds vont également à Monsieur Petru NOTINGHER, professeur à l'Université de Montpellier 2 et Monsieur Noureddine TAKORABET, professeur à l'Université de Lorraine, pour l'intérêt qu'ils ont accordé à mes travaux de recherche en acceptant d'en être rapporteurs.

Je remercie également les autres membres de jury : Monsieur Humberto HENAO, professeur à l'Université de Picardie Jules Verne, Monsieur Nadir IDIR, professeur à l'Université Lille 1 et Monsieur Michel DUNAND, expert senior, Safran Engineering Services. Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Je remercie très chaleureusement les membres et les ex-membres de l'équipe LSEE pour tous les services rendus, les conseils et apprentissages de manip, et pour toutes les interactions, scientifiques et autres, que nous avons pu avoir ensemble. Grâce à vous tous, cette aventure a été riche et m'a beaucoup apporté.

Je tiens à remercier Monsieur Ilie NUCA, professeur à l'Université Technique de Moldavie, qui m'a aidé à prendre contact avec le laboratoire LSEE et grâce à qui j'ai pu saisir l'opportunité de réaliser cette thèse. Je remercie également Monsieur Remus PUSCA pour son soutien, amitié et ces conseils.

Ma gratitude va également à tous les partenaires industriels qui ont financé et cofinancé cette thèse et les personnes qui ont suivi ces travaux tout au long de cette thèse.

Enfin, je remercie ma famille et mes amis pour leur soutien moral durant ces années de thèse.



## ***Sommaire***





<b>Introduction générale .....</b>	<b>11</b>
<b>I État de l'art .....</b>	<b>17</b>
<i>I.1 Contexte et problématique.....</i>	<i>19</i>
<i>I.2 Vieillessement des machines électriques.....</i>	<i>21</i>
<i>I.3 Décharges Partielles dans les bobinages.....</i>	<i>25</i>
I.3.1 Définition d'une décharge partielle.....	25
I.3.2 Initiation et développement d'une décharge électrique .....	25
I.3.3 Loi de Paschen .....	27
I.3.4 DP autour des fils de bobinage.....	29
I.3.5 Détection des DP.....	35
<i>I.4 Vieillessement des polymères.....</i>	<i>36</i>
I.4.1 Structure des polymères.....	36
I.4.2 Mécanismes de vieillissement des polymères.....	38
A Les problèmes d'interface Cuivre-Polymère. ....	39
B L'Oxydation externe du polymère.....	39
C Le vieillissement interne de la matrice du polymère. ....	39
D Modèle d'Arrhenius.....	40
<i>I.5 Systèmes de surveillance des machines électriques.....</i>	<i>43</i>
<i>I.6 Conclusion.....</i>	<i>47</i>
<b>II Corrélation entre le nouvel indicateur delta-C et la dégradation du SIE .....</b>	<b>49</b>
II.1 Introduction.....	51
II.2 Préparation des éprouvettes .....	51
II.3 Description du protocole des essais de vieillissement.....	56
II.4 Méthodologie et système de mesure de la capacité.....	59
II.5 Méthodologie et système de mesure des décharges partielles.....	61
II.6 Traitement des résultats .....	65
II.7 Résultats des essais.....	66
II.8 Analyse et interprétation des résultats.....	74
II.8.1 Phénomènes généraux .....	75
II.8.2 Phénomènes liés à la géométrie des éprouvettes .....	78
II.9 Conclusion.....	80
<b>III Surveillance des machines électriques .....</b>	<b>83</b>
III.1 Introduction.....	85
III.2 Définition d'un système de surveillance des machines électriques .....	86

<i>III.3 Comportement des bobines avec le vieillissement</i> .....	87
III.3.1 Description des bobines et de la procédure du vieillissement .....	87
III.3.2 Résultats des essais de vieillissement des bobines.....	89
A Variation de C et du PDIV avec le vieillissement .....	89
B Variations des fréquences de résonance avec le vieillissement.....	91
<i>III.4 Comportement du câble avec le vieillissement</i> .....	93
III.4.1 Préparation des échantillons de câbles et description du protocole d'essais .....	93
III.4.2 Résultats des mesures et analyses.....	96
<i>III.5 Simulation du comportement HF du système de diagnostic</i> .....	100
III.5.1 Modèle théorique de la bobine.....	103
A Définition du modèle de la bobine et de ces paramètres .....	103
B Estimation du comportement HF de la bobine pendant le vieillissement .....	109
III.5.2 Etude du système câble-bobine .....	113
A Définition du modèle de la bobine connecté par un câble .....	113
B Comportement HF du système câble-bobine pendant le vieillissement .....	116
C Limites liés à la longueur du câble.....	119
<i>III.6 Conclusion</i> .....	121
<b>Conclusion générale et perspectives</b> .....	<b>123</b>
<b>Annexe</b> .....	<b>129</b>
<i>Annexe A</i> .....	131
Abaque pour la détermination de la précision des mesures faites avec l'analyseur d'impédances Agilent 4980A [AGI4980]. .....	131
<i>Annexe B</i> .....	132
Tableau B.1. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=280 °C, 1 jour/cycle .....	132
Tableau B.2. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=260 °C, 4 jours/cycle .....	133
Tableau B.3. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=240 °C, 14 jours/cycle.....	134
<i>Annexe C</i> .....	135
Tableau C.1. Variation de la capacité inter-spires des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique : T=280 °C, 24 h/cycle.....	135
Tableau C.2. Variation du PDIV des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique : T=280 °C, 24 h/cycle.....	136
<i>Annexe D</i> .....	137
Tableau D.1. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-fil. ....	137
Tableau D.2. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-blindage.....	138
<b>Liste des figures et tableaux</b> .....	<b>139</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>145</b>

## ***Introduction générale***



La tendance actuelle dans l'aéronautique est le passage progressif à l'avion plus électrique. L'enjeu est de remplacer les systèmes hydrauliques et aérauliques, qui utilisent chacun un prélèvement de puissance spécifique sur les moteurs principaux, par des actionneurs électriques de façon à limiter au maximum le prélèvement de puissance global. Le remplacement des systèmes hydrauliques par des actionneurs électriques simplifie également la maintenance des avions, ce qui représente des gains importants.

L'évolution vers un avion plus électrique conduit nécessairement à une augmentation de la puissance transportée par le réseau de bord. Deux solutions sont possibles : la solution la plus simple consiste à rester à la même tension avec une augmentation des courants en ligne et donc, de la masse des conducteurs électriques. La seconde solution consiste à augmenter la tension, ce qui provoque des contraintes électriques plus sévères sur tous les Systèmes d'Isolations Electriques (SIE) des appareils. La maîtrise de la masse est un enjeu essentiel dans l'industrie aéronautique ; le passage à un réseau électrique de tension continue plus élevée est par conséquent un saut technologique important et indispensable qui apporte de nombreux avantages au niveau de la souplesse de l'utilisation de l'énergie électrique.

L'augmentation de la contrainte en tension sur les SIE augmente considérablement le risque d'apparition des phénomènes très défavorables, tels que les décharges partielles (DP) qui accélèrent fortement le vieillissement des systèmes d'isolations organiques des générateurs et des actionneurs électriques. Ce risque nouveau vient se cumuler avec les autres contraintes propres aux systèmes embarqués. Dans ces conditions, l'introduction de systèmes capables de surveiller le vieillissement des SIE des machines électriques devient un atout important pour atteindre le niveau de fiabilité et de sûreté de fonctionnement exigé pour les systèmes embarqués. Il est donc nécessaire de définir un indicateur qui reflète l'état de « santé » des SIE des machines.

Le nouvel indicateur, noté delta-C proposé dans ce mémoire, est basé sur une hypothèse fondamentale : les variations des capacités inter-spires d'un bobinage d'une machine électrique sont représentatives des variations physico-chimiques qui se produisent dans les couches de polymères très minces qui assurent l'isolation entre les spires. L'exploitation pratique de cette variation de capacité n'est possible que si ce nouvel indicateur delta-C est relié à un ou plusieurs paramètres classiques, représentatifs du vieillissement du SIE, mais pas forcément accessibles par une mesure simple et non destructive.

Il est bien connu que la présence de DP accélère fortement le vieillissement des SIE organiques; par conséquent, le seuil de leur apparition, nommé PDIV (Partial Discharge Inception Voltage), est un paramètre important à surveiller indirectement par l'intermédiaire du nouvel indicateur delta-C. En effet, le PDIV a tendance à diminuer au cours du vieillissement des couches organiques. S'il descend au dessous de la contrainte électrique en un point donné du bobinage, des DP vont apparaître et un nouveau processus rapide de vieillissement va débiter. Un autre paramètre caractérisant la fin de vie est également considéré : le

pourcentage d'éprouvettes détruites par un essai de vieillissement accéléré par des cycles thermiques normalisés des SIE organiques.

La variation de la capacité inter-spires utilisée comme nouvel indicateur de vieillissement, peut être exploitée dans un système de surveillance de la machine, car elle change la réponse fréquentielle du bobinage dans la partie haute du spectre. Une méthode non-intrusive de surveillance des machines électriques, basée sur la mesure de certaines fréquences de résonance caractéristiques du bobinage sensibles au nouvel indicateur delta-C, pourra être mise en œuvre. Par conséquent, une étude des variations des fréquences de résonance en fonction du vieillissement est faite sur des bobines élémentaires, dans le but d'analyser la sensibilité du système de surveillance proposé.

Le mémoire est divisé en trois chapitres. Le premier chapitre permet de situer les travaux de recherche dans le contexte scientifique d'aujourd'hui, il est centré sur le vieillissement des actionneurs électriques. Le principe de l'avion plus électrique est rappelé, ainsi que les principales contraintes subies par les SIE des machines électriques embarquées. Les différents mécanismes de vieillissement des machines sont explicités. Une étude bibliographique spécifique est dédiée aux décharges partielles car elles sont un facteur important d'accélération du vieillissement des SIE organiques ; leur apparition anticipe souvent une défaillance. Au final, l'étude bibliographique est complétée par une nomenclature des procédés actuels de surveillance des machines électriques.

Le deuxième chapitre permet de définir le nouvel indicateur delta-C de vieillissement de l'isolation inter-spires d'un bobinage et de corréler ce nouvel indicateur avec les variations du PDIV et du taux de défaillance d'éprouvettes normalisées. Ce chapitre est le cœur de la thèse. Etant donné la complexité des phénomènes de vieillissement des SIE organiques, ce chapitre est essentiellement expérimental et fait intervenir de très nombreux spécimens normalisés. Les procédures expérimentales mises en œuvre et la contrainte de vieillissement accéléré unique sont basées sur les normes actuelles qui ont fait leurs preuves ; la validité du nouvel indicateur delta-C est ainsi établie sur des bases solides. Après une description détaillée du système de mesure des paramètres et des protocoles mis en place, les données brutes sont présentées et interprétées. Elles montrent clairement la liaison entre les variations du nouvel indicateur delta-C, la diminution attendue du PDIV et l'augmentation du taux de défaillance des éprouvettes. Une analyse des limites de l'application du nouvel indicateur delta-C est également faite.

Le troisième chapitre est consacré à l'exploitation du nouvel indicateur dans le cadre des machines alimentées par des convertisseurs statiques. Les résultats établis sur un grand nombre d'éprouvettes torsadées normalisées sont transférés aux bobinages des machines. Le système de diagnostic proposé est basé sur la mesure des variations des fréquences de résonances les plus sensibles au nouvel indicateur delta-C. La première partie de ce chapitre place le bobinage de la machine dans son contexte, il traite de l'aspect "système" du problème, en considérant la bobine et le câble de connexion avec le convertisseur d'alimentation. Une approche expérimentale basée sur des bobines ordonnées soumises à des cycles de vieillissement accéléré comme pour les éprouvettes torsadées du second chapitre prouve que les données génériques établies avec des éprouvettes torsadées en grand nombre sont transférables à des bobines. La

variation de la capacité inter-spires, du PDIV et des fréquences des résonances, sont clairement corrélées. Par la suite, l'étude de la variation de la capacité du câble en fonction du vieillissement est faite pour caractériser l'influence de ce composant essentiel du système. L'influence du vieillissement du câble sur le pronostic donné par le système de surveillance du vieillissement du bobinage de la machine est analysée. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la généralisation de l'approche expérimentale menée grâce à des simulations numériques. Un outil de prédétermination des fréquences de résonance à surveiller est proposé.

A la fin de ce mémoire, les conclusions et les perspectives sur les développements et les limites des systèmes de surveillance basée sur l'indicateur delta-C sont présentées.

Cette thèse fait partie du projet ISS Power « Innovative Solutions for Systems » initié par Airbus et financé par la DGAC. Ce projet est dédié à la recherche de solutions aux problèmes qui apparaîtront sur les actionneurs aéronautiques suite à l'augmentation de la tension du réseau de bord des avions.

Les travaux ont été réalisés au sein du laboratoire LSEE (Laboratoire Systèmes Electrotechniques et Environnement) de l'Université d'Artois, à Béthune.





## ***1 État de l'art***



## I.1 Contexte et problématique

Trois vecteurs de transport de l'énergie coexistent actuellement dans les avions : le système hydraulique, pneumatique et le réseau électrique de bord [KOL09]. Ces trois vecteurs énergétiques sont obtenus à partir des moteurs principaux ou de l'APU (Auxiliary Power Unit) quand l'avion est au sol; ces moteurs thermiques utilisent le kérosène comme énergie primaire. Outre leur efficacité énergétique médiocre, l'inconvénient principal des systèmes hydrauliques est lié aux risques de fuites lui même lié à la corrosion. Une fuite de liquide hydraulique peut avoir des conséquences très graves comme un incendie. Les systèmes aérauliques qui réalisent la climatisation et la pressurisation de la cabine sont alimentés par des prélèvements d'air effectués sur les réacteurs pour maintenir la pression dans leurs circuits ; ces prélèvements d'air pénalisent le rendement du réacteur. Ainsi, Boeing annonce près de 35 % de réduction de la puissance nécessaire sur ce poste de consommation énergétique par l'utilisation d'une architecture électrique, à la place du système pneumatique actuel [KOL09].

Des études sur la mutualisation d'énergie délivrée par les trois sources secondaires de l'appareil ont été faites. Actuellement, ces énergies ne sont pas transférables d'un poste de consommation à un autre. Ainsi, la puissance hydraulique nécessaire à manipuler le train d'atterrissage par exemple, n'est utile que pendant quelques minutes, avant l'atterrissage et après le décollage, alors que les équipements nécessaires à la production de cette puissance sont transportés pendant toute la durée du vol ; ils ne sont utilisés qu'à un très faible pourcentage de leurs possibilités. En remplaçant ces systèmes par des actionneurs électriques, il sera possible de commuter facilement le courant consommé par un équipement à un autre. Donc, il ne sera plus nécessaire de démultiplier les systèmes embarqués de production d'énergie secondaire, mais leur donner des fonctions différentes, selon les phases d'utilisation de l'appareil [MED11]. Le remplacement d'un système hydraulique ou pneumatique ainsi que toute la tuyauterie associée permettra un gain de masse qui dépend également des choix technologiques effectués.

Certains actionneurs électriques peuvent également assurer des fonctions difficilement réalisables par les dispositifs pneumatiques et hydrauliques actuels. Une solution de taxiage électrique sur piste est en cours de développement par Safran : l'énergie nécessaire au déplacement à vitesse réduite des avions sur les voies d'accès à la piste d'envol ne sera plus donnée directement par les réacteurs qui sont surdimensionnés durant cette phase au sol, mais par des moteurs électriques installés directement sur le train d'atterrissage principal. La puissance visée est de 150 kW pour une vitesse de déplacement d'environ 37 km/h; ce qui permet jusqu'à 5% d'économie de carburant par vol pour les court-courriers au départ ou à destination des grands aéroports [MED11]. Cette solution permet également à l'avion de quitter seul sa zone de stationnement en marche arrière de façon autonome, ce qui limite également les coûts d'infrastructure aéroportuaire.

Pour tous les domaines de transport, et surtout pour l'avionique, la réduction de masse des équipements est une course sans fin. Thales et Safran travaillent sur l'optimisation de l'encombrement et de la densité des convertisseurs électroniques de puissance des moteurs et des générateurs électriques. Un objectif visant à augmenter la puissance massique d'un facteur important est posé. Ainsi, un boîtier actuel de 20 kg qui délivre 40 kW pourra se réduire à une masse de 2 kg dans un avenir proche [MED11]. Cette tendance de densification d'énergie crée un problème lié à la dissipation de la chaleur, qui implique la possibilité de fonctionnement des équipements électroniques et aussi des moteurs et générateurs électriques à des températures élevés.

Un autre avantage important des systèmes électriques est la possibilité d'intégrer de la redondance pour obtenir des taux de disponibilité des équipements comparables à celui des actionneurs hydrauliques. Des moteurs électriques de construction spéciale sont étudiés pour ces utilisations, ils sont conçus pour résister temporairement aux défauts électriques [VEL09]. La conception modulaire des systèmes électriques simplifie également les opérations de maintenance [WEI93].

Un avion plus électrique implique une puissance électrique installée plus importante. Ainsi, entre l'A340, conçu en 1990 et l'A380 en 2005, la puissance électrique nominale est passée de 300 kW à 600 kW. Le Boeing 787 a une puissance électrique installée à bord de 1000 kW [MED11]. Avec de telles puissances électriques embarquées, une augmentation de la tension du réseau de bord est indispensable : le réseau continu HVDC 540 V, avec un point milieu porté au potentiel de la carlingue, devient le nouveau standard. Le passage au réseau HVDC implique l'utilisation massive de convertisseurs électroniques fonctionnant en MLI. Cette augmentation de la tension associée aux fronts de plus en plus raides imposés par les convertisseurs électroniques provoquent des contraintes supplémentaires importantes dans les Systèmes d'Isolation Electriques (SIE) des machines électriques embarquées [GUB95]. Ces contraintes, combinées à d'autres dues à l'environnement aéronautique, amènent à un vieillissement prématuré de l'isolation des machines électriques si les bobinages ne sont pas adaptés aux nouvelles contraintes. En effet, des surtensions très brèves, survenant au cours des régimes transitoires qui suivent chaque front raide de tension, risquent de provoquer des Décharges Partielles (DP) et des défaillances prématurées.

Pour expliquer le phénomène de vieillissement du SIE sous l'action des contraintes électriques et environnementales jusqu'à la défaillance, il est nécessaire d'analyser le fonctionnement d'une machine électrique dans le milieu aéronautique. Le bobinage est soumis à sa tension de fonctionnement composée d'impulsions MLI à fronts raides et donc à des pics de tension, mais également à d'autres contraintes externes. Au début du processus qui conduit à la destruction du SIE d'un actionneur électrique, des DP de faibles niveaux et rares peuvent se produire entre les spires du bobinage. Elles s'intensifient avec le vieillissement, car le PDIV diminue lors du vieillissement, alors que la tension de fonctionnement du système reste constante. Les décharges partielles accélèrent le vieillissement et causent l'affaiblissement de l'isolation inter-spires du bobinage [ROG10]. Des courts-circuits aléatoires entre les spires peuvent apparaître, ils créent alors un échauffement local dû à l'effet Joule, qui accélère lui aussi le vieillissement des

couches organiques. En fin de vie, l'extension des défauts locaux crée des ruptures de l'isolation d'encoche qui sont détectés par le système de sécurité du convertisseur, et provoque l'arrêt de l'actionneur.

Dans le milieu de l'aéronautique où la maintenance préventive est très développée, une surveillance continue (on-line) de l'état des équipements est importante. Le système de surveillance doit caractériser l'état de l'isolation par une estimation de son degré de vieillissement pour pouvoir prédire la défaillance bien avant quelle ne se produise. Cela permettra aux équipes de maintenance d'effectuer les travaux nécessaires à temps.

Actuellement, différentes techniques de surveillance des machines électriques existent mais, pour les machines basses tensions dotées d'un SIE organique, la plupart permettent de détecter une défaillance avérée comme un court-circuit partiel, mais pas de prédire la défaillance avant qu'elle ne se produise. Le nouvel indicateur delta-C permettra d'avoir une action en amont, en estimant le degré de vieillissement de l'isolation inter-spires.

## **I.2 Vieillessement des machines électriques**

Le vieillissement d'une machine électrique ou d'un de ses composants est caractérisé par des modifications diminuant très lentement son aptitude à fonctionner sans risque de panne. Le terme de cette évolution est caractérisé par la défaillance totale ou partielle de certains composants ; ce terme est appelé vieillissement critique [VAS09-1].

Les défaillances dans une machine électrique peuvent être classées en deux groupes : mécaniques et électriques. Les défaillances mécaniques incluent les défauts de roulements, l'excentricité statique ou dynamique du rotor, les déplacements non prévus des bobinages et des tôles qui correspondent à des vibrations trop importantes [STO04]. Parmi les défaillances électriques, on peut énumérer les ruptures des barres rotoriques des machines asynchrones, les défaillances au niveau de l'isolation des bobinages et les courts-circuits entre les tôles magnétiques qui créent des points chauds [THA07]. Une étude statistique a été faite par Thomson et al. [THO01, THO03], elle montre que 38 % des défaillances sont électriques au stator, 10 % sont électriques au rotor, 40 % sont dues aux roulements et 12 % à d'autres causes. Ainsi, à part la surveillance et la prédiction des défaillances dues aux roulements qui ont été mises au point par les chercheurs en mécanique spécialisés dans le domaine des analyses vibratoires [DOR97, LI06], les défaillances causées par des problèmes électriques au niveau des bobinages statoriques sont les plus nombreuses. C'est pour cela que, quand on parle du vieillissement des machines électriques, on parle principalement du vieillissement du SIE de leur bobinage. La littérature montre également que les opérations de maintenance préventive relativement simples, qui consistent à changer les roulements, résolvent une bonne partie des problèmes mécaniques, alors que le rebobinage d'une machine est une opération beaucoup plus complexe [STO04].

Dans un environnement normal de travail, le SIE d'une machine tournante subit des contraintes multiples qui peuvent être classées en quatre catégories principales selon leurs origines : thermiques,

électriques, mécaniques et chimiques [PIN99, STO04]. Une catégorie supplémentaire, liée aux rayonnements ionisants, peut être ajoutée pour des applications particulières relatives au nucléaire ou au spatial. Les mécanismes de vieillissement et leur estimation, sont décrits dans la normes NF EN 60505 [N1].

L'environnement physicochimique des machines joue un rôle important. La présence de pollutions de toutes natures, combinées à la présence de l'oxygène de l'air, est bien souvent à l'origine de réactions chimiques qui dégradent lentement les isolants [DIS08, STO04]. La présence d'humidité, d'air salin ou d'impuretés est un exemple qui montre que la contrainte chimique agit rarement seule. En effet, dans ce cas la répartition du champ électrique, dans l'environnement du système d'isolation, est modifiée et contribue à augmenter les contraintes diélectriques sur les couches isolantes. Même en absence d'humidité, la simple présence de poussières dégrade l'efficacité du refroidissement de la machine ce qui provoque un accroissement de la contrainte thermique. Associée aux vibrations inévitables du bobinage soumis à des forces, entre autres, d'origine électrodynamiques, la poussière provoque une action abrasive qui entraîne une usure mécanique accélérée des couches isolantes. Cependant ces contraintes restent marginales dans les machines étanches utilisées dans l'aéronautique.

En l'absence de toute pollution extérieure, la machine est soumise à des différences de température provoquées par les variations naturelles de la température ambiante, du couple demandé par la charge mécanique ou, tout simplement, à l'occasion des régimes transitoires qui existent à chaque mise en marche. Ces écarts de température provoquent des phénomènes de dilatation et des contraintes mécaniques sur les isolants. Les contraintes thermiques et mécaniques sont donc intimement liées.

Ces constatations élémentaires montrent la complexité des phénomènes qui sont à l'origine du vieillissement du SIE d'une machine tournante. Par ailleurs, en aéronautique la machine électrique est soumise à ces contraintes multiples, auxquelles s'ajoutent les phénomènes spécifiques liées aux basses pressions. Pour mener à bien une recherche efficace sur une thématique aussi complexe, chaque étude doit être placée dans un contexte précis, beaucoup plus restrictif, et l'analyse doit être faite le plus souvent pour l'action d'une seule contrainte à la fois. Pour combiner l'action des plusieurs contraintes, elles doivent d'abord être identifiées et quantifiées séparément.

La tendance à diminuer au maximum la masse de tous les équipements introduit une augmentation de la température au cœur des bobinages. Les sources de chaleur internes sont bien connues. Elles correspondent aux différentes pertes localisées dans le cuivre (pertes Joule), dans le fer (Hystérésis et courants de Foucault) et dans une moindre mesure dans l'isolant lui-même (pertes diélectriques). Si les pertes fer peuvent être évacuées assez facilement par le contact intime existant entre le circuit magnétique et la carcasse extérieure ou par le système de ventilation, la chaleur créée par les pertes cuivre dans le bobinage des moteurs doit traverser l'isolant. La température dans une machine n'est pas uniforme et il est important de localiser les points chauds et de prendre une certaine marge de sécurité lors du dimensionnement pour être certain qu'aucun point chaud ne pose des problèmes au SIE [STO04].

La contrainte électrique joue également un rôle important sur la vie des bobinages des machines

électriques. Pour les machines de basse tension alimentées en sinusoïdal (400 V), le vieillissement électrique est peu important car la tension seuil d'apparition des décharges partielles dans le bobinage (PDIV) de la machine est nettement supérieure à la valeur crête de la tension appliquée aux bobinages. Pour une alimentation en MLI, où les surtensions brèves pendant les régimes transitoires qui suivent chaque front raide peuvent avoir des amplitudes assez importantes pour dépasser le PDIV, des DP peuvent être provoqués et un vieillissement accéléré du SIE. Il existe deux documents normatifs importants concernant les systèmes d'isolation électriques soumis à des impulsions répétitives de tension [N2, N3]. Le premier est la norme proprement dite qui définit une méthode générale d'essai permettant de déterminer, de façon relative, l'endurance d'une isolation soumise à des impulsions de tension appliquées périodiquement. Le second document normatif est un rapport technique qui fait le point sur l'état de l'art à un instant donné (en 2003). Il fait référence à de nombreux articles scientifiques qui montrent que les machines électriques alimentées par des convertisseurs statiques subissent un vieillissement accéléré de leur isolation. Par ailleurs, la norme CEI 60034-18-41 [N4] définit les critères de tests des systèmes d'isolation des bobinages statoriques et rotoriques alimentés par convertisseurs statiques.

Lorsque la machine est alimentée en MLI, les fronts de tension provoquent des phénomènes complexes qui dépendent de la machine, du convertisseur d'alimentation et du câble qui relie ces deux éléments [MIH11-3]. Le câble reliant la machine au convertisseur joue un rôle fondamental sur la valeur crête de la tension reçue par le bobinage. En effet, les phénomènes de propagation des fronts le long du câble et les réflexions multiples à chaque extrémité sont à l'origine des surtensions brèves mais importantes. Elles peuvent créer des inversions de polarité supplémentaires, lorsque la technique de découpage MLI utilisée par le convertisseur présente des paliers à tension nulle [HUD97, MEL98, SKI96]. Dans certains cas des filtres conçus pour limiter les contraintes supplémentaires provoquées par le câble de liaison sont indispensables [JOU96].

L'action des différentes contraintes sur le SIE se traduit par son vieillissement. Des défauts microscopiques internes et sur la surface de l'isolation apparaissent, ce qui conduit à la diminution du PDIV. Lorsque le PDIV descend au dessous des valeurs maximales de la tension imposée à deux spires jointives par les régimes transitoires excités par les fronts raides, les DP apparaissent régulièrement et accélèrent fortement le processus de vieillissement. Des essais effectués précédemment au laboratoire [ROG10, WER06] (Figure I.1) ont montré que lorsqu'on applique à une éprouvette torsadée réalisée avec du fil émaillé classique une tension de  $800 V_{\text{eff}}/30 \text{ kHz}$  qui dépasse le seuil d'apparition des décharges partielles (dans ce cas  $700 V_{\text{eff}}$ ), les couches isolantes vieillissent très vite sous l'action des DP. Ainsi, au début, l'amplitude des décharges partielles est assez petite, mais avec le temps, les décharges deviennent très importantes; lors de cette expérience, l'éprouvette a été détruite après 38 minutes.

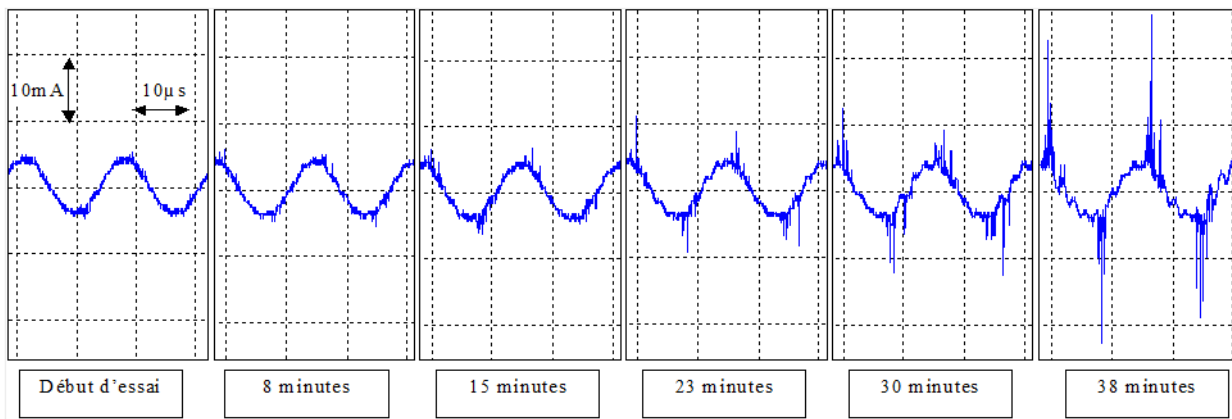


Figure I.1. Vieillesse électrique sous l'action des décharges partielles. Tension efficace appliquée 800 V, fréquence 30 kHz [ROG10, WER06]

Les SIE composites à base de mica et de résines organiques utilisés pour isoler les grandes machines sont conçus pour résister assez bien aux DP [N5], mais ce n'est pas le cas pour les fils émaillés organiques utilisés pour les machines basse tension. En effet, les DP provoquent des phénomènes complexes tels qu'une élévation locale de la température et une production de photons énergétiques dans la gamme des Ultra Violets (UV), qui conduisent à des dégradations chimiques rapides des polymères.

Dans un SIE organique, la présence des décharges provoque une sorte d'usure des couches isolantes et conduit à moyen terme au développement d'une arborescence électrique et au claquage [RAI11]. L'introduction des nanoparticules inorganiques dans les polymères crée un écran minéral qui limite l'usure des couches isolantes par les DP. Des études menées en partenariat avec les milieux industriels ont permis de mettre au point les fils émaillés corona résistants destinés à la fabrication des moteurs alimentés en MLI. Ces derniers sont obtenus en intégrant dans l'isolant des substances minérales à l'échelle microscopique ou récemment à l'échelle des nanoparticules. Lorsque la contrainte électrique dépasse le PDIV, les fils dotés d'une telle isolation composite ont une durée de vie nettement améliorée [GUA08-1, HAY08-1, HAY08-2, NAK08, POH00], mais leur flexibilité mécanique est moins bonne [HUD00-1] ; ils passent moins bien dans les bobineuses automatiques. Lorsque les couches isolantes des fils corona résistants sont soumises à des décharges partielles, les particules minérales forment une couche protectrice beaucoup plus stable que les polymères.

Cette analyse montre que pour les bobinages des machines BT, il y a beaucoup d'avantage à éviter les DP, plutôt que de chercher à vivre avec, en ajoutant des éléments inorganiques dans les SIE. La plupart des machines BT sont construites avec du fil classique dont les couches isolantes sont totalement organiques et résistent mal aux DP. Donc, le PDIV est un paramètre critique important qu'il faudra surveiller afin d'assurer le bon fonctionnement de la machine en présence d'impulsions à fronts raides.



## I.3 Décharges Partielles dans les bobinages

### I.3.1 Définition d'une décharge partielle

D'après la norme CEI 60270, une décharge partielle est une décharge électrique localisée qui se produit dans l'intervalle séparant des conducteurs. En règle générale, les décharges partielles sont une conséquence de concentrations locales de contraintes électriques dans l'isolation ou sur une surface de l'isolation [N6].

Toutes les décharges partielles impliquent des phénomènes d'ionisation dans un gaz. Elles peuvent être classifiées en quatre types [KWA04] : décharge couronne, décharge superficielle, décharge interne et arborescence électrique.

Les décharges couronnes se réfèrent généralement aux décharges survenant aux alentours d'un point aiguë, aux arêtes d'un contact métallique, ou aux alentours d'une particule conductrice pour lesquels le champ électrique environnant est extrêmement élevé. Les décharges superficielles (ou effets de contournement) ont lieu sur la surface d'un diélectrique. La dégradation progressive de l'isolant dépend des conditions ambiantes, en particulier du degré d'humidité, de la pression, de la température et de l'existence des DP. Leurs effets se traduisent par :

- une érosion par bombardement ionique ;
- une dégradation chimique due aux espèces gazeuses actives provoquant une diminution des propriétés mécaniques et une augmentation des pertes diélectriques ;
- à hautes fréquences, un échauffement supplémentaire dû aux décharges successives.

Les décharges internes se créent dans des inclusions gazeuses emprisonnées dans la masse d'un isolant solide causant ainsi la détérioration du polymère due à l'action en particulier de l'ozone ou d'oxydes d'azote [DUB98]. Elles apparaissent aussi dans des zones à faible densité de matière ou dans des canaux créés en raison de l'accentuation du champ électrique dû par exemple à la présence d'impuretés.

Les arborescences électriques sont considérées comme une combinaison de décharges couronne et des décharges internes. C'est un phénomène général observé dans tous les isolants et constitue une dégradation permanente qui précède toujours la rupture diélectrique en volume. Les arborescences électriques sont des structures filamenteuses ramifiées constituées de microcanaux creux susceptibles de se propager sur des distances assez importantes en fonction du champ électrique et de la structure du matériau. En effet, la présence d'impuretés, de vacuoles et de charges d'espace influencent sur le développement des arborescences. L'ouvrage de L.A. Dissado et J.C. Fothergill [DIS08, FOT92] détaille les connaissances acquises dans ce domaine.

### I.3.2 Initiation et développement d'une décharge électrique

Lorsqu'une tension est appliquée entre deux électrodes métalliques, pour qu'une décharge électrique puisse se former, un électron libre appelé « électron germe » doit être présent afin d'amorcer le processus d'ionisation par avalanche électronique [POI98]. Ces théories ont été développées à la fin de 19<sup>ième</sup> siècle, bien avant la théorie de la mécanique quantique. Le concept « électron germe » correspond en réalité à un

certain nombre de paires électron-ion libres du fait de l'agitation thermique des gaz. Ce concept d'électron germe est largement utilisé dans la littérature relative aux décharges électriques pour expliquer les phénomènes d'avalanche [AGU82]. Par ailleurs, ces phénomènes peuvent être liés à l'intensité de l'irradiation lumineuse (photo-ionisation) qui crée des électrons germes. L'influence de la photo-ionisation a été observée lors des mesures sur l'apparition des DP [CAV05].

D'une manière générale, une décharge électrique est un phénomène de réaction en chaîne; l'électron germe est accéléré par le champ électrique et acquiert une énergie cinétique de plus en plus importante. S'il possède une énergie suffisante, quand il percute une molécule de gaz, le choc arrache des électrons périphériques à certains atomes qui forment la molécule percutée, ce qui libère d'autres électrons qui sont à leur tour accélérés par le champ électrique. Ce phénomène cumulatif est une avalanche. Chaque avalanche a un caractère aléatoire certain caractérisé par la probabilité de choc entre une molécule de gaz et un électron suffisamment énergétique. La température et la pression du gaz sont par conséquent deux paramètres importants en plus de sa composition chimique et du champ électrique appliqué.

Les phénomènes de décharge ont été étudiés par Townsend qui a travaillé en champ uniforme avec deux électrodes planes séparées par une distance  $d$ . Le nombre moyen de paires d'électron-ion par unité de longueur créés par l'électron initial dans la direction du champ électrique  $E$  est caractérisé par le paramètre  $\alpha$ , nommé coefficient d'ionisation primaire de Townsend. Sa valeur pour un gaz donné dépend de la valeur du champ électrique  $E$  et de la pression du gaz  $P$ , en d'autre terme du champ réduit  $E/P$ . Alors, l'électron germe ayant une énergie suffisante pour ioniser les molécules, sera à l'origine d'une avalanche électronique qui se traduit par l'arrivée de  $e^{\alpha d}$  électrons au niveau de l'anode, tandis que  $e^{\alpha d} - 1$  ions positifs sont accélérés sous l'action du champ électrique externe et bombardent la cathode. Par conséquent, il y a extraction d'autres électrons du métal qui créent de nouvelles avalanches secondaires. L'émission d'électrons à la cathode, dite "émission secondaire" correspond au deuxième coefficient de Townsend ( $\gamma$ ) qui caractérise le nombre d'électrons secondaires émis par ions incidents. Le courant résultant de ces émissions secondaires sera alors [TOW15] :

$$I = I_0 \frac{e^{\alpha d}}{1 - \gamma \cdot (e^{\alpha d} - 1)} \quad (I.1)$$

Le courant  $I_0$  dépend du nombre d'électrons germes. Selon Townsend, lorsque le claquage se produit, le courant tend vers l'infini. Il en résulte que dans ce cas :

$$1 - \gamma \cdot (e^{\alpha d} - 1) = 0 \quad (I.2)$$

Dans ce cas on parle de décharges auto-entretenues ou autonomes.

Néanmoins, la théorie de Townsend est valable que pour des pressions qui ne dépassent pas la pression atmosphérique. En effet, il a été observé que pour une pression plus élevée, la tension de claquage de l'air ne varie pas avec la nature de la cathode. Rather, Meek et Loeb proposent une autre théorie de développement de la décharge, nommée streamer [AGU82, KWA04, LOE40]. Ces décharges sont considérées comme des

fronts d'ionisations dues à une charge d'espace positive qui se déplace vers la cathode. Son premier stade correspond à une avalanche initiée par un électron germe, en direction de l'anode (tête de l'avalanche). A cause de la grande différence entre la vitesse des ions et des électrons, les ions se retrouvent à l'arrière de l'avalanche (queue de l'avalanche) et un champ électrique intense y apparaît. Il se crée alors de nouvelles avalanches à partir d'électrons libres, mais surtout à partir de paires d'électron-ion créés par photo-ionisation. Ces avalanches créent à leur tour une charge d'espace positive un peu plus en avant vers la cathode. Elles contribuent ainsi à l'avancement du streamer. Un canal conducteur est formé lorsque la tête et la queue de streamer ont atteint respectivement l'anode et la cathode

### 1.3.3 Loi de Paschen

En se basant sur la théorie de Townsend, F. Paschen a démontré expérimentalement que la tension de rupture d'un gaz situé entre deux électrodes planes (champ électrique uniforme), peut être décrite par une fonction non-linéaire du produit pression-distance inter-électrodes [PAS89] :

$$V_d = \frac{Bpd}{C + \ln(pd)} \text{ avec } C = \ln \left( \frac{A}{\ln \left( 1 + \frac{1}{\gamma} \right)} \right) \quad (I.3)$$

Avec

p : pression du gaz (Torr) ;

d : distance entre les électrodes (cm) ;

$\gamma$  coefficient d'émission secondaire de Townsend qui dépend de la nature des électrodes, de la densité du gaz et du champ électrique réduit E/p ;

A et B : coefficients qui sont déterminés expérimentalement pour chaque gaz. Dans le cas de l'air sec ces coefficients ont été estimés;  $A = 15 \text{ Torr}^{-1} \text{ cm}^{-1}$  et  $B = 365 \text{ V} \cdot \text{Torr}^{-1} \text{ cm}^{-1}$  pour une valeur du champ réduit E/p entre 150 et 600  $\text{V} \cdot \text{Torr}^{-1} \text{ cm}^{-1}$  [POP68].

Cette loi tient compte des variations de la pression pour une température donnée; des expressions correctives liées à la variation de la température et du taux d'humidité sont établies dans la littérature [SIL12].

Dans le cas du bobinage des machines électriques, les électrodes sont les fils émaillés; elles sont donc couvertes d'une couche isolante organique, l'air n'est pas directement en contact avec le cuivre. Les phénomènes d'ionisation de l'air entre les électrodes sont un peu différents, ils correspondent à des Décharges à Barrière Diélectrique (DBD). Une étude simplifiée sur le modèle de deux électrodes couvertes d'une paroi isolante de permittivité relative  $\epsilon_r$  et d'épaisseur  $e$  est effectué. Les parois isolantes sont séparées par une couche d'air d'épaisseur  $d$  et permittivité  $\epsilon_0$ . Le schéma équivalent de ce modèle est présenté dans la Figure I.2.

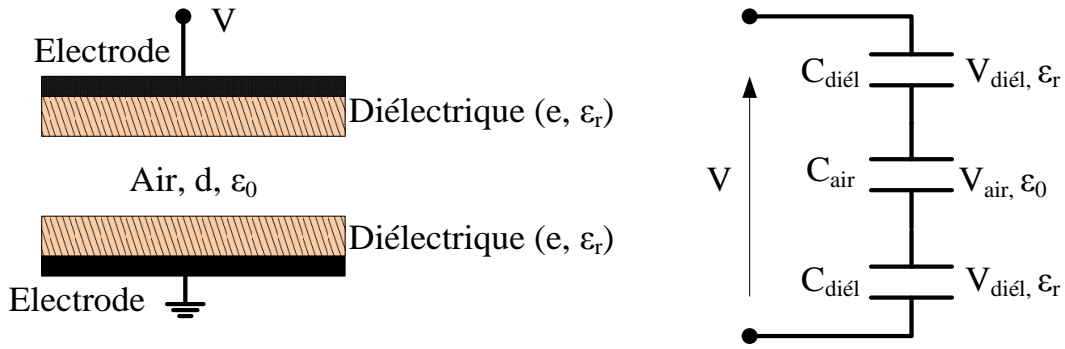


Figure I.2. Schéma équivalent des deux électrodes couvertes de l'isolant

En négligeant la conductivité des matériaux diélectriques, on peut considérer que l'interface isolant/air ne contient pas de charges, par conséquent les vecteurs d'induction électrique dans l'air ( $D_{air}$ ) et dans le diélectrique ( $D_{diél}$ ) sont identiques [KUF00, SIL12] :

$$D_{air} = D_{diél}; \quad E_{air} \cdot \epsilon_0 = E_{diél} \cdot \epsilon_r \quad (I.4)$$

En négligeant l'inhomogénéité du champ électrique, selon [KUF00] la différence de potentiel entre les deux électrodes peut être écrite:

$$V = 2 \cdot V_{diél} + V_{air} \quad (I.5)$$

En introduisant (I.4) dans (I.5) on obtient l'expression corrigée de la courbe de Paschen pour deux électrodes couvertes d'un isolant :

$$V = V_{air} \left( 1 + 2 \frac{e}{d \cdot \epsilon_r} \right) \quad (I.6)$$

Où  $V_{air}$  est la tension de claquage dans l'air pour une distance  $d$  et une pression donnée, qui correspondent à la courbe de Paschen pour des électrodes nues, et  $e$  l'épaisseur du diélectrique.

La courbe de Paschen dans le cas d'électrodes nues, séparées par l'air, à une température de 20 °C et pression de 1 bar est prise de la littérature [GAR76]. En utilisant la formule (I.6), on trace une nouvelle courbe de Paschen correspondant au cas d'électrodes couvertes d'un isolant. Les deux courbes sont présentées sur la Figure I.3. On remarque que pour des petites distances  $d$ , la tension d'amorçage de la DP dans l'air est plus grande dans le cas d'électrodes couvertes par des isolants. En effet, comme la permittivité de l'air est inférieure à celle de l'isolant, la contrainte appliquée par le champ électrique est plus grande dans l'air et sa tension de claquage est inférieure à celle de l'isolant. Par conséquent, la décharge partielle aura lieu dans le gaz à une valeur de tension critique (PDIV) inférieure à la valeur de la tension de claquage de tout le système (air-isolants).

De la même manière, dans le cas d'un isolant placé entre deux électrodes dans lequel une cavité est formée, il existe une valeur optimale de diamètre  $d$  de la cavité, notée  $d_{min}$ , qui correspond à une tension seuil minimale, notée  $V_{min}$ . Ce point minimal de la courbe de Paschen (Figure I.3) est déterminé à partir de l'équation (I.6), en annulant la dérivée de la tension  $V$  par rapport à la distance  $d$ . Pour une vacuole de

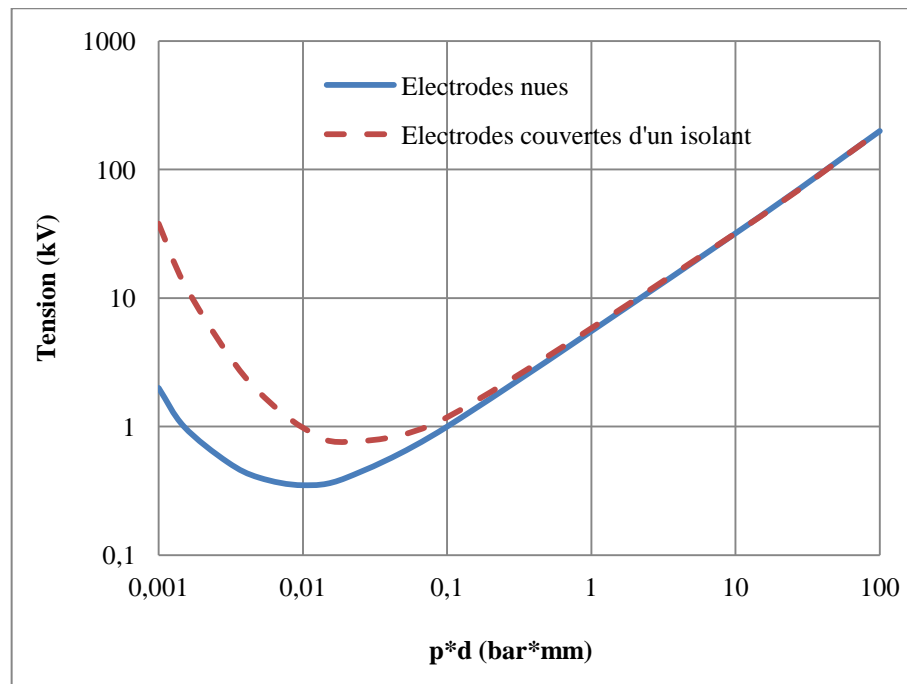


Figure I.3. Courbe de Paschen (air, 20 °C,  $p=1$  bar) : électrodes nues [GAR76] ; électrodes couvertes d'un isolant

dimensions données, le minimum de Paschen se déplace vers des tensions et distances plus élevées, lorsque l'épaisseur de l'isolant  $e$  augmente [KWA04].

L'analyse de cette courbe peut être faite en séparant l'influence de la pression et de la distance sur la tension d'amorçage d'une avalanche dans l'air. Ainsi, pour une distance  $d$  donnée, le minimum de la courbe de Paschen est expliqué par le fait qu'aux très faibles valeurs de la pression, les molécules sont en nombre insuffisant pour que l'effet d'avalanche propre à l'ionisation ne se produise ; tandis qu'aux fortes pressions, la présence d'un grand nombre de molécules empêche les électrons libres d'atteindre la vitesse nécessaire et donc, l'énergie pour arracher des électrons à une molécule. Entre ces deux extrêmes, se situe un optimum pour créer l'avalanche et le passage du courant correspondant : c'est le minimum de Paschen. Lorsque la pression ne change pas, le nombre de molécule de gaz par unité de volume reste constant. La réduction de la distance entre les électrodes limite l'énergie qui peut être acquise par les électrons soumis à un champ électrique donné. Au delà de minimum de Paschen, cette énergie est insuffisante pour créer une avalanche. Cependant, un champ électrique plus intense est nécessaire pour créer une avalanche dans un espace de petites dimensions.

À la pression atmosphérique, le minimum de Paschen correspond à une tension de 306 V pour une distance inter-électrodes (électrodes nues) de 10  $\mu\text{m}$ ; cette valeur est un peu supérieure pour des électrodes isolées. La distance de 10  $\mu\text{m}$  est du même ordre de grandeur que les couche isolantes des fils émaillés et des cavités que l'on peut rencontrer aux endroits les plus critiques de l'isolation d'un bobinage [SIL12].

### I.3.4 DP autour des fils de bobinage

Pour les fils émaillés, les DP peuvent se produire dans des vacuoles résiduelles du SIE, mais le plus souvent, à l'extérieur de ces couches isolantes du fil de bonne qualité. La Figure I.4 montre un exemple sur

une éprouvette torsadée qui est l'objet typique de test utilisé pour étudier l'isolation des fils de bobinage. Une illustration du champ électrique entre les fils juste avant et après la première décharge de l'alternance positive et puis de l'alternance négative de la tension appliquée est présentée. Les figures sont représentatives des phénomènes, mais sans prendre en compte les échelles réelles pour faciliter leur lecture.

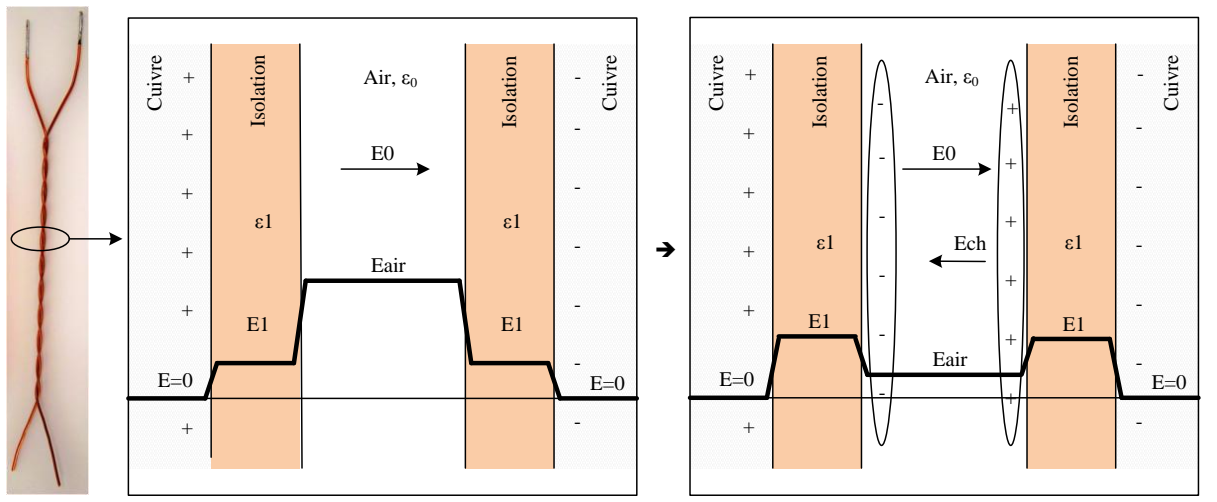
Le champ électrique est proportionnel à la différence de potentiel qui le crée et dépend des caractéristiques diélectriques des matériaux. Ainsi, le champ total créé par la différence de potentiel entre les conducteurs est divisé en deux composantes :  $E_1$  au niveau des isolants avec la permittivité relative  $\epsilon_1$  et  $E_0$  au niveau de l'air entre les fils émaillés avec une permittivité  $\epsilon_0$ .

L'augmentation de la tension appliquée sur l'éprouvette (Figure I.5, (a)) conduit à l'augmentation du champ électrique entre les fils ( $E_0$ ) représenté sur la Figure I.4 et la Figure I.5, (b). On suppose l'existence d'électrons germes dans l'air pour déclencher une décharge. Dès que le champ appliqué dépasse le champ seuil ( $E_{DP}$ ), déduit de la courbe de Paschen, une décharge se produira. La décharge créée en présence d'électrodes isolées, provoque une accumulation de charges électriques à qui on peut associer un champ électrique interne  $E_{ch}$  dans le sens opposé au champ appliqué  $E_0$  (Figure I.4, (b)) [HAY07]. Il est possible d'estimer le champ interne  $E_{ch}$  en fonction de la densité de charge surfacique  $\sigma_s$ , en prenant la formule applicable aux électrodes planes :

$$E_{ch} = \frac{\sigma_s d}{\epsilon_0 d + \epsilon l / 2} \quad (I.7)$$

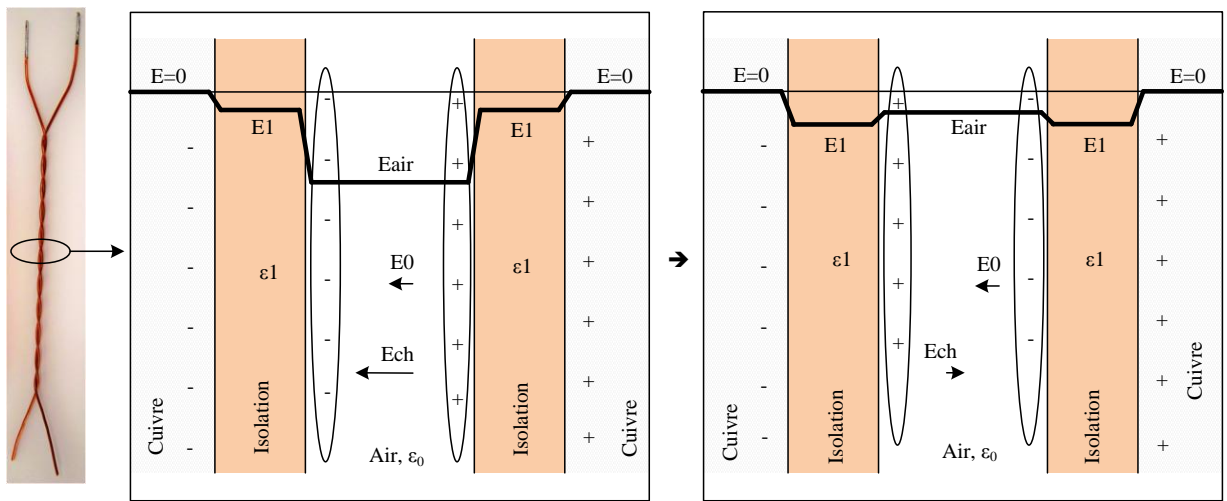
Dans cette formule,  $\epsilon_0$  et  $\epsilon$  sont respectivement la permittivité de l'air et l'isolant et  $d$  et  $l$  les épaisseurs de l'isolation et l'intervalle d'air.

La superposition de ces deux champs diminue le champ résultant entre les fils  $E_{air}$  ( $E_{air} = E_0 - E_{ch}$ ). Tant que l'air est ionisé, les charges s'accumulent sur les surfaces isolantes. Le champ  $E_{ch}$  augmente et le champ résultant diminue ; l'ionisation de l'air s'éteint naturellement lorsque le champ résultant devient proche de zéro [CAV10-4]. L'ensemble du phénomène qui dure quelques centaines de nanosecondes est une décharge partielle. Ce raisonnement suppose que la présence de la charge sur la surface isolante est due uniquement à la décharge et on néglige la contribution de l'accumulation de charges d'espace dans l'isolant. Afin d'expliquer le mécanisme des DP sous tension alternative, on suppose dans un premier temps, que le diélectrique et l'air sont des isolants électriques idéaux. Ainsi, toute la quantité de la charge accumulée lors de la dernière décharge reste constante [KWA04]. Ce cas est présenté sur la Figure I.5, (b) et (c). Par conséquent, après une décharge, une source supplémentaire d'électrons initiaux seront disponibles sous la forme de charges, déployées sur la surface du diélectrique.



a) Avant la première DP de l'alternance positive

b) Après la première DP de l'alternance positive



c) Avant la première DP de l'alternance négative

d) Après la première DP de l'alternance négative

Figure I.4. Comportement du champ électrique entre les fils d'une éprouvette avant et après la première DP de l'alternance positive et négative. Vue au niveau de la section d'une éprouvette torsadée

Si le champ appliqué continue d'augmenter, atteignant une valeur telle que la différence entre le champ appliqué  $E_0$  et le champ inverse créé par la charge accumulée  $E_{ch}$ , soit plus grande que le champ seuil  $E_{DP}$ , la décharge se produira à nouveau. Le phénomène se répète tant que la tension appliquée est croissante. Pendant chaque DP les charges déposées en surface de l'isolant provoquent une accumulation des charges en quantité égale et avec le signe opposé dans les conducteurs. Ces mouvements de charge dans le cuivre se traduisent par une impulsion de courant  $i_{DP}(t)$  schématisée à la Figure I.5, (c).

La situation est différente sur la partie décroissante de l'alternance positive. En considérant toujours que la charge accumulée lors de la dernière décharge ne diminue pas, le champ électrique résultant de l'accumulation de la charge  $E_{ch}$  reste constant. En effet, la diminution de la tension qui conduit à la diminution du champ appliqué par la source ( $E_0$ ) peut mener à l'inversion du champ résultant entre les fils  $E_{air} = E_0 - E_{ch}$ , courbe entre C et D de la Figure I.5, (b)). Ce dernier peut atteindre des valeurs qui dépassent le champ seuil de l'apparition des DP ( $E_{DP}$ ) mais dans le sens inverse, une DP a donc lieu.

Les phénomènes sont analogues pour l'alternance négative mais les signes sont opposés.

Notons que dans ce cas, des DP apparaissent dans la partie croissante ainsi que dans la partie décroissante de chaque alternance. Ce n'est pas ce qui est observé dans la réalité dans la majorité des cas, que ce soit pour les décharges externes et les décharges dans la cavité [KWA04, LEB99, OKU07-1]. Cela peut être expliqué par le fait que les isolants ne sont pas idéaux, il y a donc des pertes de la charge accumulée en surface par différents mécanismes tels que la recombinaison des ions, leurs diffusion dans le diélectrique, les courants de fuite, ainsi que la conduction le long de la surface de l'isolant [KWA04]. Ce dernier mécanisme joue un rôle important pour les polymères, Kwan démontre que l'activité prolongée des DP augmente la conductivité de surface de ces matériaux.

Le mécanisme de formation des DP pour des isolants réels qui admettent des pertes de la charge accumulée en surface est représenté par les courbes de la Figure I.5, (d) et (e). Il est difficile de donner une valeur de la vitesse de dissipation de la charge, car elle peut varier en fonction des différentes conditions externes du milieu de la décharge, la constante diélectrique et l'épaisseur de l'isolant ainsi qu'à son état (vieillit ou non). Ainsi, la diminution de la quantité de la charge présentée sur la figure est donnée à titre d'illustration, elle n'est pas représentative d'un cas réel.

Si on considère les imperfections des isolants, dans la partie croissante de l'alternance positive, une perte de la charge accumulée lors des décharges a lieu, le champ électrique  $E_{ch}$  diminue et le champ résultant dans l'air  $E_{air} = E_0 - E_{ch}$  augmente. Une augmentation du nombre des décharges, par rapport au cas idéal, en fonction de la vitesse de diminution de la charge, aura lieu. Les charges accumulées en raison des décharges survenues durant la partie croissante de l'alternance, diminueront beaucoup lorsque la tension varie peu au sommet de la sinusoïde et au début de la partie décroissante. Le taux de diminution de charge dépend du taux de variation de la tension dans ces parties du cycle [KWA04].



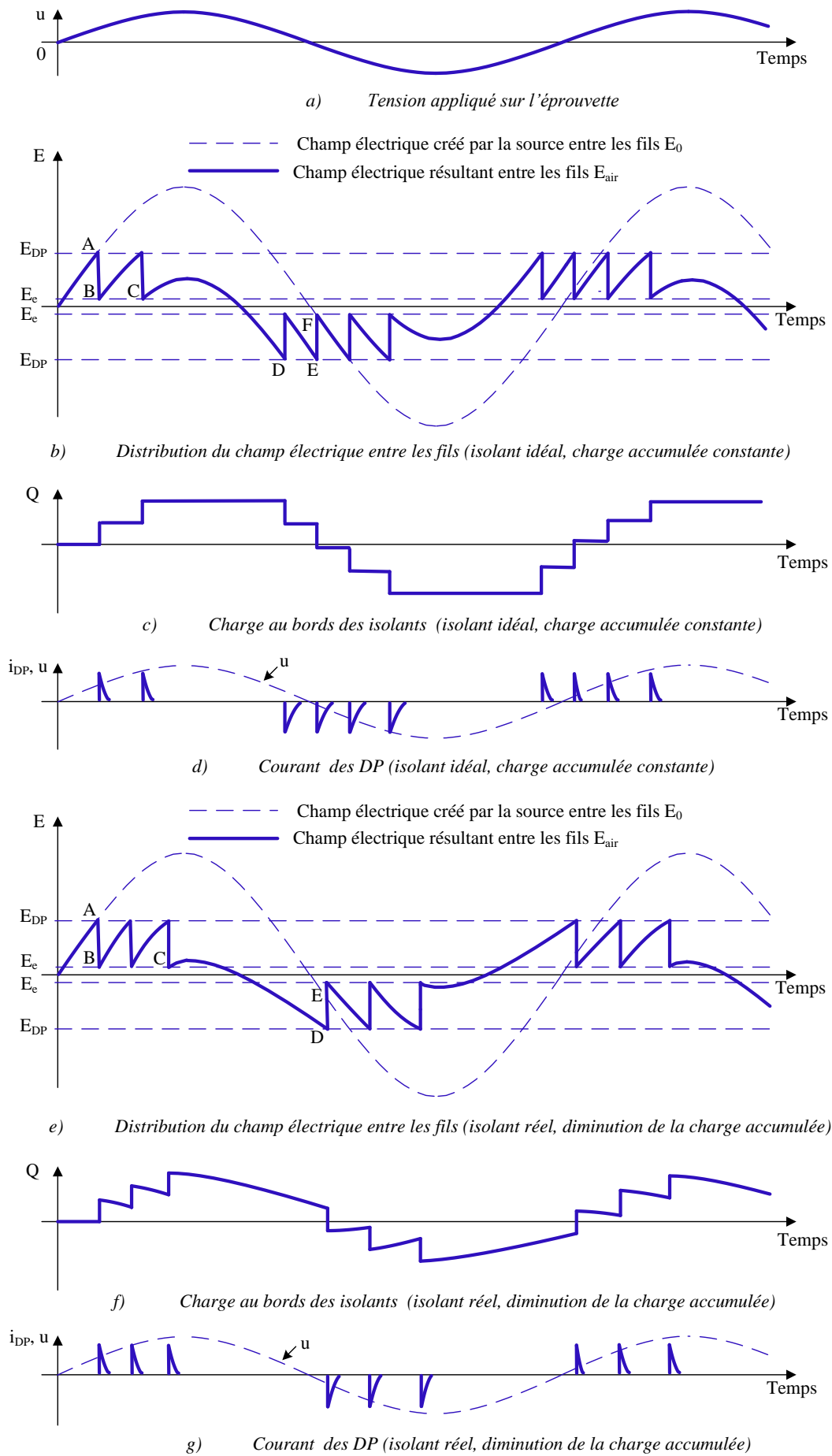


Figure I.5. Mécanisme de décharge sur une éprouvette torsadée lors de l'application d'une tension alternative

Une décharge partielle se traduit par une impulsion de courant dans le conducteur, d'une durée inférieure à 1  $\mu$ s, de forme bi-exponentielle avec une constante de temps très petite pour le premier front et une autre plus grande pour la queue [GAR76]. La forme du courant pendant cette décharge dépend du circuit dans lequel elle se propage. Dans le cas d'une décharge partielle dans une éprouvette torsadée fabriquée avec deux fils de bobinage, le circuit équivalent peut être représenté par deux capacités  $C_{diél}$  qui caractérisent les couches diélectriques et une capacité  $C_{air}$  qui caractérise l'air entre les fils (Figure I.6) (voir Figure I.2). En absence de DP on a un courant capacitif classique. Au début de la DP (avalanche), le condensateur  $C_{air}$  du milieu se comporte pratiquement comme un court-circuit, le front est très raide. Le courant à cet instant est limité par l'impédance du circuit. Pendant l'avalanche, les capacités  $C_{diél}$  représentés par les couches isolantes des fils, se chargent. Après l'avalanche, une décroissance exponentielle du courant a lieu, les condensateurs  $C_{diél}$  se déchargent dans le circuit électrique d'alimentation de l'éprouvette.

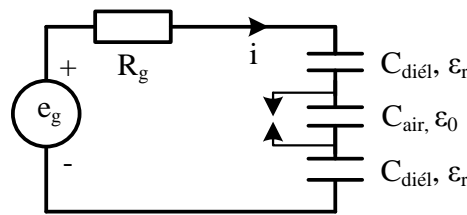


Figure I.6. Circuit équivalent de l'éprouvette avec son générateur

Sur la Figure I.7 est présenté un exemple de courant d'une décharge partielle mesurée sur une éprouvette torsadée en fil émaillé de diamètre 0.95 mm, avec un oscilloscope rapide, pour une tension appliquée égale à 750 V<sub>eff</sub> à 10 kHz. Sur le signal de courant de la DP, un bruit de fond est superposé. La durée de la DP dépend du type de la décharge et aussi du circuit dans lequel elle se propage. Pour diminuer au maximum l'influence du circuit extérieur, un circuit pour la fermeture du courant de la DP, avec une impédance minimale, doit être créé. Ainsi, la norme EN 60270 recommande l'utilisation d'un condensateur de couplage ayant une impédance beaucoup plus petite que l'impédance de l'objet en essai.

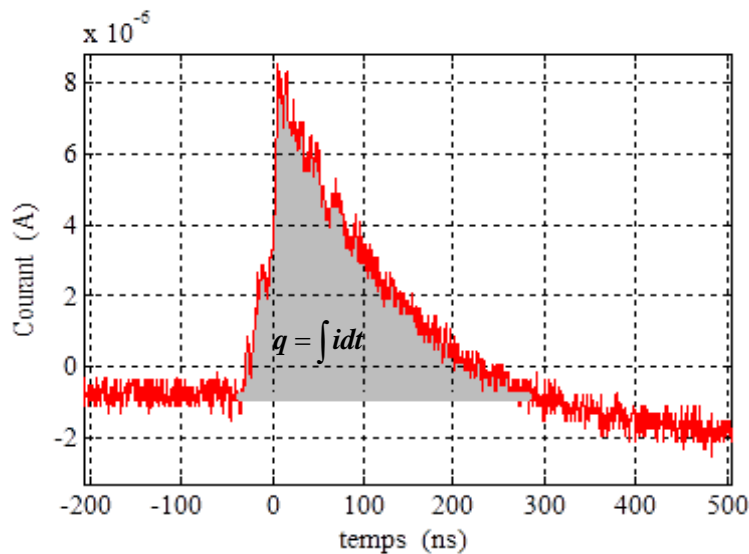
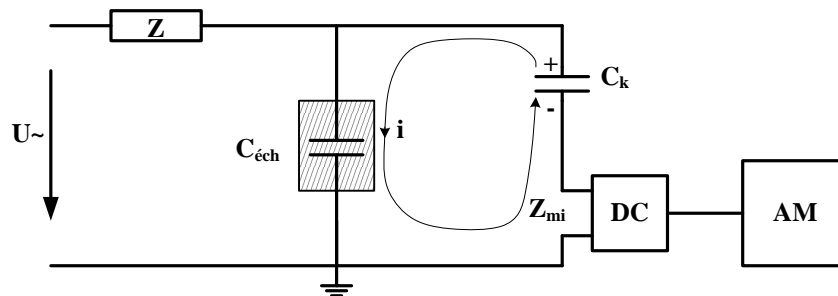


Figure I.7. Courbe d'une impulsion de décharge partielle mesurée sur une éprouvette torsadée.

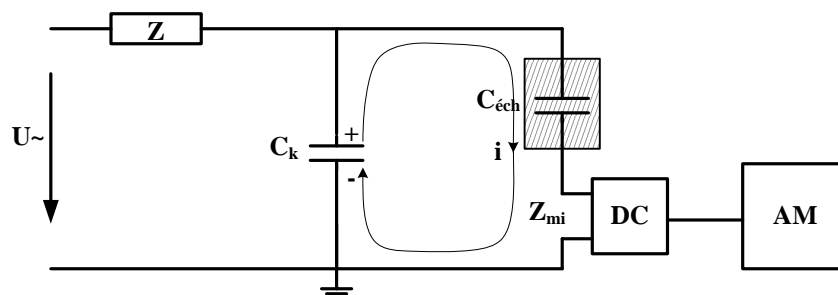
### I.3.5 Détection des DP

La détection des DP est faite le plus souvent avec des systèmes dont le rôle est, d'une part, d'extraire des signaux rapides d'amplitudes très faibles (signatures de DP) et, d'autre part, d'atténuer les signaux dus à la réponse du dispositif sous test à l'excitation du générateur. Ce dernier point est assez facile à réaliser par filtrage des basses fréquences, dans le cas d'une excitation sinusoïdale à une fréquence de 50 Hz, car le spectre du générateur est très dissocié de celui des DP qui est dans les MHz. Cela est beaucoup moins évident dans le cas des alimentations avec des fréquences plus élevés ou dans le cas d'une excitation inductive, surtout avec les composants de puissance actuels, qui sont rapides et, qui peuvent générer des fronts dépassant 1 kV/ $\mu$ s.

La plupart des appareils de mesure des décharges partielles du commerce sont conformes à la norme NF EN 60270 [N6]. Cette norme donne deux circuits de base à partir desquelles sont dérivés la majorité des circuits de mesure des décharges partielles, suivant que l'on puisse ou non mettre l'objet en essai à la masse (Figure I.8, (a) et (b)).



a) Dispositif de couplage parallèle, lorsque l'objet testé a une connexion à la masse



b) Dispositif de couplage série, lorsque l'objet testé n'a pas de connexion à la masse

Figure I.8. Schéma de mesure des DP [N6]

Un circuit de mesure des DP comprend principalement un objet en essai qui peut être considéré comme une capacité  $C_{éch}$  (capacité de l'échantillon sous test), un condensateur de couplage  $C_k$  qui doit avoir une faible impédance dans la bande de fréquence correspondant aux DP, une source haute tension avec un faible niveau de bruit de fond et un filtre d'entrée pour réduire le bruit provenant de l'alimentation représenté par l'impédance  $Z$ . Le condensateur de couplage  $C_k$  permet de maintenir la tension stable côté mesure. Dans le cas idéal il maintient la tension constante lors des décharges partielles, pour cela elle devrait être supérieure à  $C_{éch}$ .  $C_k$  favorisera ainsi le passage dans une impédance de mesure  $Z_{mi}$  des courants transitoires rapides

généralisés par les décharges partielles dans l'échantillon en essai ( $C_{éch}$ ) [LEB05]. Cette impédance détermine alors à l'aide de l'éprouvette et du condensateur de couplage la durée et la forme des impulsions mesurées. Par ailleurs, le dispositif de couplage (DC) (d'impédance  $Z_{mi}$ ) peut inclure un filtre passe haut, un filtre passe bande, ou d'autres circuits électriques, afin de laisser passer que les signaux représentatifs des DP. Finalement, une fois les DP séparées de tout autre signal, leur courant est mesuré par un appareil (AM). A cause de la courte durée des DP et de leur caractère aléatoire, la résolution de l'appareil de mesure doit être très élevée [N6].

La quantité prise en considération pour caractériser une DP est l'intégrale du courant mesuré (Figure I.7), appelée charge apparente de la décharge partielle. En effet, comme on n'a pas accès aux bornes de la décharge, il est impossible de mesurer sa charge réelle. Notons que la charge apparente n'est qu'une fraction de charge réelle libérée par la décharge. Pour le circuit de la Figure I.6 elle est donnée par [KWA04] :

$$q_{ap} = \frac{(C_{diél} / 2)}{(C_{diél} / 2) + C_{air}} q_{réel} \quad (I.8)$$

Par ailleurs, il a été démontré que l'énergie dissipée par une décharge est proportionnelle à la charge apparente [KWA04, VU11]. Pour cette raison, elle est considérée comme une mesure relativement fiable de l'amplitude de la décharge.

Il existe aussi des méthodes non électriques de détection des décharges partielles : acoustiques, optiques et chimiques [BAR02, STO05-1]. Ces méthodes sont généralement utilisées pour détecter ou localiser les DP, mais, elles ne conviennent pas aux mesures quantitatives [N6], donc elle ne seront pas détaillées dans ce mémoire.

## I.4 Vieillessement des polymères

### I.4.1 Structure des polymères

Un polymère est un matériau composé de macromolécules qui sont de longues chaînes organiques basées sur une ossature centrale faite d'atome de carbone [TEY10]. Ces chaînes moléculaires sont formées lors de la réaction chimique initiale, appelée polymérisation, qui consiste à assembler les monomères bout à bout. Les monomères forment donc le motif de base du polymère et lui confère la plupart de ses caractéristiques physiques. Les polymères peuvent représenter des architectures chimiques extrêmement variables; l'un de plus simple et de plus ancien est le Polychlorure de Vinyle (PVC), le schéma de sa macromolécule est présenté à la Figure I.9 à titre d'illustration.

Les chaînes sont formées par des liaisons covalentes solides entre les atomes de carbone, ainsi la Figure I.9 montre que chaque atome de carbone met en commun ses quatre électrons périphériques avec l'électron périphérique d'un autre atome (C, H ou Cl) pour atteindre les 8 électrons périphériques qui marquent la stabilité chimique.

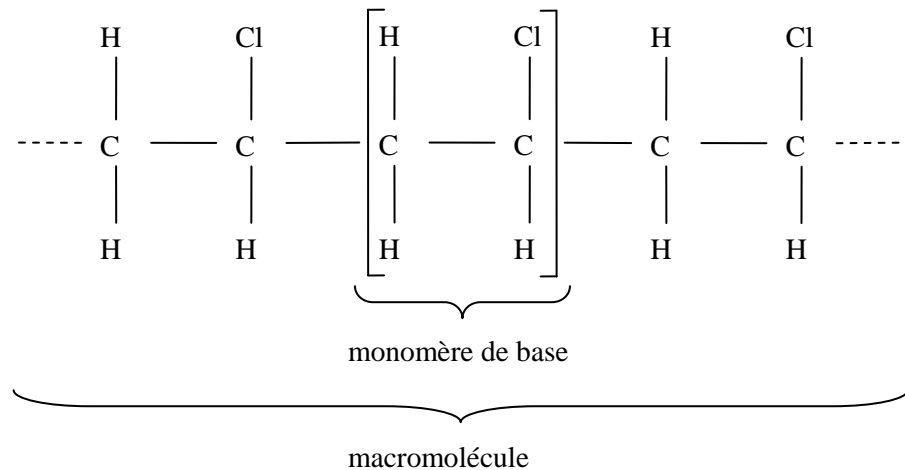


Figure I.9. Schéma de Polychlorure de Vinyle (PVC) [TEY10]

Les chaînes sont très longues et la rigidité de la matière est obtenue par l'entrelacement des chaînes moléculaires identiques et par des liaisons faibles comme la liaison hydrogène ou celle de Van der Waals [DIS08]. Les polymères ainsi formés sont thermoplastiques. Lorsque la température augmente, les liaisons faibles entre les chaînes cèdent et les points d'entrelacement peuvent glisser sous l'agitation thermique de macromolécules, le polymère se ramolli. En effet, l'agitation thermique des macromolécules entraîne une certaine fluidité générale de leur entrelacement. Certains polymères thermoplastiques peuvent fondre franchement, ils deviennent pâteux puis liquides. Pour d'autres, d'autres réactions chimiques les détruisent avant d'arriver à l'état liquide. Cependant, en l'absence de réaction destructive, l'opération de ramollissement est réversible : les polymères thermoplastiques redeviennent plus durs lorsque la température décroît.

Les caractéristiques mécaniques des polymères dépendent beaucoup de la température. Une limite importante est connue sous le nom de « Température de Transition Vitreuse »  $T_g$  qui correspond à des phénomènes chimiques complexes qui dépasse largement le cadre de ce minime, mais schématiquement au dessous de  $T_g$ , les polymères ont une certaine rigidité, ils peuvent devenir cassants. Au dessus de la  $T_g$  ils deviennent plus souples et peuvent subir des déformations plastiques sans subir de rupture [EVE00].

Certains polymères sont capables de se réticuler, c'est-à-dire de créer des liaisons chimiques transversales entre les longues molécules organiques de base. La réaction de réticulation est irréversible, elle change les propriétés mécaniques. Les polymères réticulés sont généralement plus durs et ils ne subissent pas de ramollissement lorsque la température augmente, ils deviennent durs et cassants [TEY10]. Le Formica est un exemple connus de polymères thermodurcissables placés sous températures extrêmes, les surfaces protégés par du Formica changent de couleur mais ne fondent pas.

L'ensemble des macromolécules d'un polymère peut rester totalement aléatoire, dans ce cas le polymère est dit « amorphe », ou présenter un certain ordre dans ce cas il est dit « semi-cristallin », sans toutefois atteindre l'ordre quasiment parfait des réseaux cristallins des matériaux minéraux [THO06].

Dans ce mémoire, deux types de fils de bobinage des machines électriques sont étudiés : classique et thermo-adhérent. Le fil émaillé classique est construit avec deux couches d'isolation. La première, celle qui est au contact du cuivre, est un polymère de la famille des polyester-imides (PEI) modifiés au THEIC ; la couche externe est en polyamide-imide (PAI) [FIL210]. Les épaisseurs des couches isolantes organiques dépendent du diamètre du fil et sont données dans la norme CEI 60317-0-1 [N7]. Cette solution existe depuis des nombreuses années, elle permet de répondre aux nombreuses exigences mécaniques liées aux procédés automatiques mis en œuvre pour bobiner rapidement les machines électriques. Ce produit répond à de nombreuses normes qui se sont affinées au cours des années.

Un paramètre important est la classe thermique du fil, elle est définie par les normes comme étant la température maximale à laquelle le fil émaillé peut résister pendant 20 000 h avec un taux de défaillance inférieure à 50 %, lors d'un essai sous une tension qui dépend de l'épaisseur de l'isolant (Exemple : 1000 V/50 Hz pour le fil de diamètre de 0.95 mm) [N8].

Le fil classique, d'après les caractéristiques techniques données par le constructeur, a une classe thermique d'isolation de 200 °C et se distingue par sa bonne stabilité aux substances chimiques alcalines, aux produits de nettoyage, aux diluants, aux dissolvants ainsi qu'à leurs émanations. Il présente une excellente résistance mécanique à l'abrasion et un très faible coefficient de frottement qui facilite le passage dans les bobineuses automatiques. Sa tension de claquage est supérieure à 2.4 kV, elle dépend du diamètre du fil [FIL210].

Pour réaliser un bobinage, les fils émaillés doivent être fixés ensemble. La solution la plus commune est d'utiliser un vernis qui est polymérisé par un traitement thermique après l'imprégnation du bobinage. La solution alternative plus facile à industrialiser consiste à utiliser du fil thermo-adhérent, les deux couches de base (PEI, PAI) sont alors recouvertes d'une troisième couche de polyamide aromatique qui est thermodurcissable [FIL210TH]. Ce fil est caractérisé par la même classe d'isolation que le fil classique (200 °C), résistant à la chaleur et thermodurcissable. Il combine les propriétés de fil classique et les associe aux possibilités particulières de la couche externe de vernis thermodurcissable liés à la fabrication automatisée. La couche thermodurcissable peut remplacer l'imprégnation. La température utilisée pour le thermo-durcissement se situe entre 190 et 210 °C [FIL210TH].

## **I.4.2 Mécanismes de vieillissement des polymères**

La notion de vieillissement d'un matériau isolant peut être définie par une perte progressive et irréversible de certaines propriétés fonctionnelles du matériau. Les polymères sont des structures complexes, le matériau peut être vu comme un réacteur chimique qui réagit à la chaleur, à l'oxygène ambiant et à d'autres éléments comme la lumière, l'eau, ..., les transformations chimiques sont généralement imbriquées. L'agitation thermique ou l'énergie apportée par des photons peuvent par exemple casser des liaisons de covalence qui réagissent sur le polymère.

Dans la littérature scientifique qui traite du vieillissement de l'isolation électrique des machines, les phénomènes sont classés en plusieurs catégories [DIS08, N1] selon les phénomènes considérées.

### **A Les problèmes d'interface Cuivre-Polymère.**

L'interface Cuivre-Polymère évolue dans le temps surtout lorsque la température est élevée. Les atomes de Cu se combinent avec certains atomes d'Oxygène contenu dans les chaînes de PEI, pour former de l'oxyde de cuivre. Ce composé résiduel interagit avec le polymère [MAH02].

Dans [DIS08], les auteurs présentent un autre effet du cuivre sur la matrice de polymère ; ils parlent du bombardement des parois isolantes par des charges électriques libres présentes dans le cuivre qui détruit progressivement la matrice du polymère et forment des cavités.

### **B L'Oxydation externe du polymère.**

La surface externe du fil est en contact avec l'oxygène de l'air; l'agitation thermique favorise les réactions d'oxydation en surface, les atomes d'oxygène s'insèrent dans les chaînes de polymère en brisant certaines liaisons des macromolécules.

Dans [MOR05-2], l'auteur caractérise la cinétique d'oxydation par trois phénomènes : la réaction chimique du polymère avec l'oxygène, l'incidence de la pression d'oxygène et la diffusion de l'oxygène dans le matériau. Plus la température est élevée, plus l'oxydation se fait à cause d'une agitation thermique générale plus grande. La concentration des produits d'oxydation est maximale à la surface et diminue progressivement vers l'intérieur du polymère [TRA06]. Dans un premier temps, les attaques chimiques microscopiques qui prennent la forme de fissurations se développent à partir de la surface et progressent vers l'intérieur; par la suite, d'autres fissurations perpendiculaires aux fissures initiales apparaissent et affaiblissent les couches isolantes [LAF04].

### **C Le vieillissement interne de la matrice du polymère.**

L'augmentation de l'énergie interne des chaînes moléculaires du polymère sous l'action de la température cause une rupture de certaines chaînes, ce qui provoque des reconfigurations moléculaire par des ruptures des liaisons et déplacement d'atomes [AYM07, KHA11, LAU03, LAU99, N1]. Des nano-cavités sont alors créés et leurs dimensions augmentent au cours du vieillissement. D'autres phénomènes peuvent également être à l'origine des cavités. En effet, les contraintes thermomécaniques provoquées, par exemple, par des dilatations différentielles de l'isolant et du conducteur du fil émaillé, contribuent par des contraintes de cisaillement ou de compression à la formation de fissures ou de décollements près des surfaces en contact avec le cuivre [GUI04].

Généralement, la vitesse des réactions chimiques dépend de la température et est caractérisée par la loi d'Arrhenius. Le vieillissement des polymères peut être considéré, en première approche, comme une réaction chimique très lente qui s'accélère sous l'effet de l'agitation thermique comme les autres réactions chimiques bien que les phénomènes soient très complexes et multi-causes. Les effets des réactions chimiques peuvent causer l'apparition des craquelures qui servent comme canaux pour la pénétration de contaminants externes [N1]. En présence d'humidité, d'impuretés et sous l'influence de la température, des réactions électrochimiques peuvent également conduire à une dégradation des propriétés du matériau.

Par ailleurs, l'action de la contrainte thermique et la présence d'un champ électrique conduisent à la formation des charges d'espace [NOT01]. D'après [LAU99], les charges d'espace sont l'ensemble des charges positives ou négatives contenues dans le volume d'un isolant. Le même auteur divise les charges d'espace en charges extrinsèques et charges intrinsèques en fonction de leur origine. Les charges extrinsèques sont les charges d'espace injectées dans l'isolant à partir des électrodes qui sont en contact avec l'isolant (Figure I.10). Les charges intrinsèques sont celles contenues initialement dans l'isolant, ou généré soit par électrodissociation d'espèces neutres surtout, dans notre cas, en présence de la contrainte thermique, soit par ionisation des constituants du solide par interactions des rayonnements énergétiques ou des particules énergétiques (Figure I.10). Dans ce cas, les porteurs de charge résultent de la dissociation de la molécule de l'isolant lui même ou des additifs et impuretés.

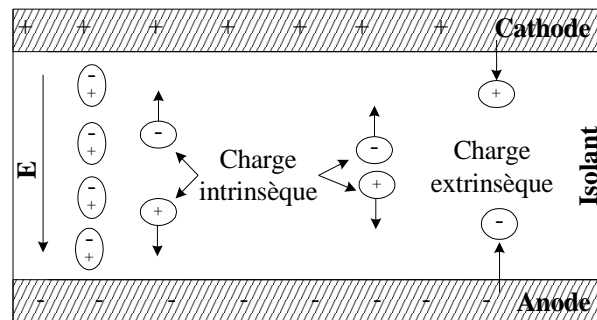


Figure I.10. Mécanismes de génération des charges d'espace [LAU99]

La première conséquence de la présence de charges d'espace dans un isolant est la distorsion du champ électrique appliqué. Les renforcements locaux de champ électrique peuvent être à l'origine de phénomènes responsables de la dégradation rapide de l'isolant telles que les décharges partielles dans des cavités, et les arborescences électriques. Certains auteurs considèrent que les charges d'espace sont les responsables du vieillissement « silencieux » des isolants [BEA12, GUI04, MAL97]. Ce phénomène est qualifié de "silencieux" à cause de son action interne sans aucun effet externe. La connaissance de leur quantité est importante pour être prise en compte dans les modèles de vieillissement [DIS95], ce qui a motivé certains chercheurs de définir des méthodes pour les mesurer sous une contrainte électrique [CER08, PET04]. Par ailleurs, il a été observé que l'accumulation des charges d'espace est un phénomène qui fragilise beaucoup les SIE de dispositifs alimentés en tension continue et provoque l'apparition d'arborescences destructrices. Par contre, sous une tension alternative, l'inversion incessante de la polarité du champ électrique appliqué limite ces effets d'accumulation.

### D Modèle d'Arrhenius

La loi d'Arrhenius date de la fin du 19<sup>ème</sup> siècle. C'est une loi empirique qui décrit les variations de la vitesse d'une réaction chimique en fonction de la température. Cette loi a été vérifiée sur un grand nombre de réactions chimiques, mais elle reste une loi empirique qui a de nombreuses limites. Elle fonctionne assez bien pour extrapoler des résultats lorsque la différence de température reste raisonnable. Dans le domaine du vieillissement des matériaux, la loi d'Arrhenius est souvent utilisée pour prédire la durée de vie d'un



matériau soumis à une contrainte thermique  $T_1$  à partir d'essais de vieillissements accélérés faits à une température  $T_2$  supérieure à  $T_1$ , pour rester dans les durées d'essais raisonnables [SIM81]. Les prédictions ne sont valables que si la nature chimique des phénomènes est la même aux deux températures.

La rapidité d'une réaction chimique dépend de la fréquence des collisions entre les atomes qui interviennent dans cette réaction. La loi d'Arrhenius reprend ce concept en introduisant la notion d'énergie d'activation du matériau. La loi d'Arrhenius exprime le taux des réactions chimiques  $k$  [ $s^{-1}$ ] en fonction de la température absolue  $T$  [°K] [SIM81].

$$k = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (I.9)$$

Le facteur pré-exponentiel  $A$  [ $s^{-1}$ ] et l'énergie d'activation du matériau  $E_a$  [J/mol] sont les deux paramètres empiriques de la loi d'Arrhenius qui doivent être déterminés expérimentalement par des essais à différentes températures. Le coefficient  $R$  est la constante de gaz parfaits qui vaut  $8.314 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ .

Pour caractériser le vieillissement des matériaux, il est préférable de remplacer le concept de « taux des réactions »  $k$  par celui de « durée de vie »  $T_f$  (time to failure), la loi d'Arrhenius peut également s'écrire :

$$T_f = \frac{1}{A} \cdot \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right) \quad (I.10)$$

Ainsi, en considérant deux températures  $T_1$  et  $T_2$ , il est possible de définir l'accélération du vieillissement dû à la température par un rapport :

$$\frac{T_{f2}}{T_{f1}} = \frac{\exp\left(\frac{E_a}{RT_2}\right)}{\exp\left(\frac{E_a}{RT_1}\right)} = \exp\left[\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right] \quad (I.11)$$

Ce rapport permet d'estimer la durée de vie à  $T_{f2}$  pour une température  $T_2$  connaissant la durée de vie  $T_{f1}$  à la température  $T_1$  et l'énergie d'activation du matériau  $E_a$  [J/mol].

$$T_{f2} = T_{f1} \exp\left[\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right)\right] \quad (I.12)$$

Cette formule est souvent utilisée pour exploiter les résultats d'essais de vieillissement accéléré faits à la température  $T_1$  pour une utilisation réelle à  $T_2 < T_1$ , elle montre que dans ce cas  $T_{f2} \gg T_{f1}$  à cause du caractère exponentiel de la loi d'Arrhenius. La loi d'Arrhenius est toujours tracée sur un graphique où l'axe horizontal est gradué en  $1/T$  [ $K^{-1}$ ] et avec un axe vertical, gradué en temps, doté d'une échelle logarithmique. La courbe est alors une droite facile à extrapoler.

Ce modèle simple repose sur le fait que l'énergie d'activation  $E_a$  est une constante propre du matériau et ne dépend pas de la température. Cette hypothèse constitue le point faible de la loi d'Arrhenius.

La norme NF EN 60172 [N8] permet de tracer la courbe d'Arrhenius pour le fil émaillé de classe 200 °C couramment utilisé pour bobiner les machines électriques. A partir de deux points précisés dans la norme (4 jours à 260 °C et 14 jours à 240 °C), l'énergie d'activation de l'isolation du fil est calculée ( $E_a=142480$  J/mol) et utilisée pour tracer la courbe d'Arrhenius présentée sur la Figure I.11 jusqu'à une température minimale égale à 170 °C.

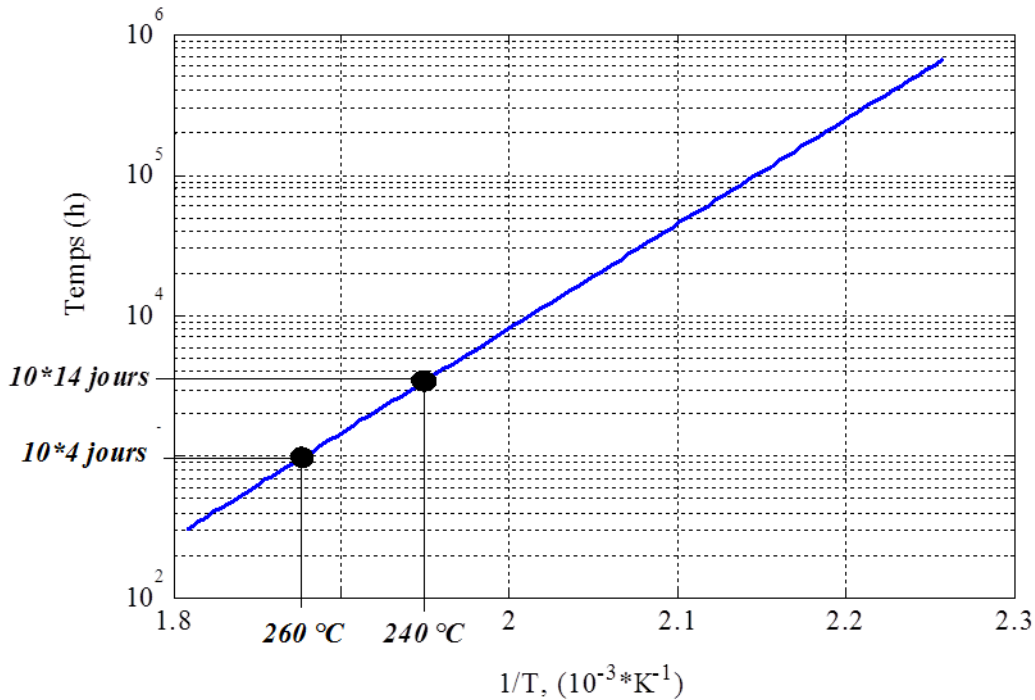


Figure I.11. Courbe d'Arrhenius pour le fil de bobinage de classe thermique 200 °C

Des spécialistes du vieillissement des polymères ont démontrés que les phénomènes chimiques internes ne peuvent pas toujours être résumés aussi simplement, surtout pour des associations de polymères comme le sont les fils émaillés standards fabriqués avec du PEI et du PAI. La loi d'Arrhenius trouve également ses limites quand les écarts entre les durées réelles des essais de vieillissement accéléré sont beaucoup plus courts que les espérances de vie. L'article [CEL05] parle notamment de phénomènes de vieillissement différents qui interviennent aux températures élevées des essais et qui sont caractérisés par une énergie d'activation différente que lors de l'utilisation normale du matériau. Cet article relève un certain nombre de comportements qualifiés de non-Arrhenius pour fausser la représentation simple définie par la loi d'Arrhenius.

Des limites de la loi d'Arrhenius pour les fils émaillés sont également indiquées par les normes. En effet, les températures et les durées des cycles thermiques de vieillissement recommandées par la norme NF EN 60216-1 [N10] différent de celles de la norme NF EN 60172 [N8]. Dans cette dernière, elles ont été adaptées aux fils émaillés. La loi d'Arrhenius reste cependant un modèle simple largement utilisé pour estimer le vieillissement d'un isolant à partir d'essais normalisés nécessairement plus courts que la durée de vie d'un équipement.

## I.5 Systèmes de surveillance des machines électriques

Les courts-circuits statoriques commencent généralement par des défauts intermittents microscopiques localisés entre deux spires, suite à la dégradation de la couche isolante très fine qui sépare les fils du bobinage. Chaque défaut intermittent microscopique crée un point chaud qui a tendance à aggraver le défaut initial; le phénomène est cumulatif et irréversible, il est très lent au début mais la vitesse de progression du défaut augmente régulièrement. Au début, le fonctionnement de la machine est inchangé, la taille du défaut est tellement petite qu'il est indétectable. Il est potentiellement la source, au terme d'un temps d'évolution inconnu, d'une destruction de l'isolation d'encoche qui correspond à un court circuit généralisé.

Il existe différentes méthodes de surveillance de l'état de l'isolation du bobinage des machines électriques avant que les défauts sérieux n'apparaissent. L'objectif est de déterminer des indicateurs capables de donner une image de l'état de santé de la machine, à partir de grandeurs directement prélevées sur cette dernière.

### *Tests d'épreuve sous tension élevée.*

Les tests d'épreuve sous tensions élevées sont le plus souvent utilisés pour certifier des machines électriques neuves ou après le rebobinage d'une machine ancienne. Ce test consiste à appliquer entre les enroulements de la machine et sa masse métallique et entre les phases non couplées une tension continue ou alternative très supérieure à la tension nominale, pour vérifier que le bobinage puisse la supporter sans dommage. C'est un test de qualification qui peut être destructif : lorsque l'isolation ne supporte pas la tension d'épreuve, la machine est détruite et le bobinage est à refaire entièrement. Ce test est appliqué en fin de chaîne de fabrication en série des machines, il garantit la qualité et la stabilité de la production. Des recommandations de la norme fixent les tensions d'essais [N9]. La norme la plus courante utilisée pour les machines basses tensions classiques impose un essai à une tension d'épreuve très sévère valant  $2U_n + 1kV$  où  $U_n$  est la tension nominale entre les phases de la machine testée.

Une variante de cet essai existe pour tester les machines anciennes installées sur site, elle consiste à augmenter progressivement la tension appliquée à la machine en mesurant le courant de fuite. Le test est arrêté lorsque la progression du courant de fuite quitte la loi de proportionnalité attendue par rapport à la tension appliquée. La tension pour laquelle le courant de fuite est supérieur à celui qui est prédit par la relation de proportionnalité marque le début d'un phénomène différent dans le SIE; la comparaison de cette tension à la tension nominale de la machine permet de donner un signal d'alerte sans toutefois détruire la machine ancienne qui peut encore rendre des services à sa tension nominale. Les phénomènes diélectriques sont différents en continu et en alternatif, les deux sources de tensions peuvent avantageusement être utilisées pour analyser les phénomènes liés à l'humidité par exemple. Pour les machines de grandes tailles, la capacité entre la bobine testée et la masse peut atteindre des valeurs relativement importantes et la puissance réactive à mettre en jeu pour réaliser cet essai sous des tensions élevées peut être importante; dans ce cas, il est possible de faire l'essai alternatif en très basse fréquence pour limiter les courants.

*Résistance d'isolement et indice de polarisation.*

C'est une méthode de surveillance facile à réaliser. Elle consiste à la mesure de la Résistance d'Isolement (RI); elle est complétée par le calcul de l'Indice de Polarisation (IP) [IEEE00]. Elle est faite sur une machine à l'arrêt mais à sa température de fonctionnement nominale. Ce test doit donc, en principe, être fait juste après l'arrêt de l'équipement. Il consiste à mesurer la résistance entre une phase et la carcasse métallique de la machine, avec les câbles et les autres composants débranchés. Le couplage étoile ou triangle des bobines doit être fait de façon à mesurer les courants de fuite des trois phases. Le testeur est un mégohmmètre qui applique une tension continue définie par les normes. Cette tension dépend de la tension nominale de la machine, elle vaut 500 V pour les machines BT classiques [STO05-3]. L'indice de polarisation est obtenu en divisant la résistance mesurée après 10 minutes d'application de la tension continue par celle mesurée après 1 minute. Cet indice reflète certains phénomènes de polarisation dans les isolants liés notamment aux accumulations éventuelles de charges d'espace. En effet, le mégohmmètre doit avoir une résistance interne suffisamment faible pour charger la capacité de la machine en un temps nettement inférieur à une minute, il est cependant recommandé de laisser passer plus de 5 constantes de temps avant de relever la valeur de la résistance. Certains phénomènes de polarisation des molécules des couches isolantes sont très lents, le courant de fuites continue à diminuer lentement après une minute de polarisation.

Généralement, une règle empirique qui consiste à décider si la machine est saine lorsque la RI et l'IP sont respectivement supérieurs à 100 M $\Omega$  et à 2 [GLE02]. Pour les machines neuves, sèches et fabriquées avec les polymères actuels, la résistance d'isolement mesurée à une minute est très grande (> 10G $\Omega$ ) la valeur de l'indice de polarisation n'a plus beaucoup de sens, la résistance doit cependant continuer à augmenter légèrement et très lentement au cours de l'essai. Dans les polymères modernes l'IP est proche de 1 avec une RI très grande.

*Détections des courts-circuits dans les bobinages.*

L'alimentation des moteurs électriques est faite généralement par l'intermédiaire d'un relais thermique qui détecte les surintensités dues aux surcharges mécaniques. Les courts-circuits francs sont décelés par un relais magnétique qui provoque un déclenchement quasiment instantané mais cette protection ultime n'opère que pour éviter les incendies de machines totalement détruites par un court-circuit interne; c'est une protection de dernière limite. Lorsque la machine est pilotée par un convertisseur statique, la situation est différente car le convertisseur est doté de capteurs de courant et parfois de position et de vitesse pour contrôler le comportement mécanique de la machine et assurer une commande optimale du système. Le convertisseur pilote la machine, grâce à un modèle théorique interne de la machine plus ou moins sophistiqué. Ce modèle peut aller du simple rapport tension/fréquence qu'il faut garder constant aux modèles de contrôle vectoriel de flux les plus complexes. Les paramètres du modèle de la machine sont programmés lors de l'installation du système; les pluparts des convertisseurs sont équipés de systèmes automatiques de mesure des paramètres de la machine contrôlée. Ces variateurs sont donc en mesure de détecter les variations

des paramètres du modèle initial pour donner des informations utiles à la maintenance, ils n'ont cependant pas la sensibilité nécessaire à détecter des courts-circuits internes de quelques spires.

Certaines méthodes capables de détecter les surintensités dans un nombre limité des spires du bobinage statorique sont basées sur l'analyse des courants ou du champ magnétique [NAN05, TAV08, VAS11, VAS11-1]. En effet, pour une machine saine et parfaitement symétrique alimentée par un système triphasé équilibré de séquence directe, la composante inverse du courant doit être nulle, en l'absence de défauts. Un court-circuit partiel dans une phase et pas dans les autres provoque une rupture de la symétrie de la machine et donc un petit déséquilibre qui est à l'origine d'une composante inverse de courant. La sensibilité de ce type de système n'est pas très bonne car aucune alimentation n'est parfaitement équilibrée et une composante inverse de faible niveau est toujours mesurée sur une machine saine. De plus, les imperfections du réseau varient dans le temps et cette composante inverse résiduelle n'est pas parfaitement stable ce qui limite la sensibilité de ce type de mesure à la détection des courts-circuits partiels dans les bobinages.

Ces courts-circuits inter-spires peuvent également être détectés par des mesures du champ magnétique à l'extérieur de la machine. Un flux de dispersion de faible niveau existe dans son axe et dans son environnement radial. Le vecteur induction à l'extérieur de la machine peut être décomposé en trois composantes (radiale, tangentielle et axiale) et chaque composante contient des informations spécifiques sur son état électromagnétique interne [CEB12]. L'analyse des variations de l'amplitude et de la phase de certaines raies du spectre du champ magnétique radial, situées à des fréquences de quelques kHz, permet de détecter les courts-circuits d'un petit nombre de spires d'une bobine statorique [THA05-1, YAZ04].

#### *Mesure des décharges partielles.*

La mesure des DP permet d'anticiper les défauts d'isolement avant d'arriver aux courts-circuits. Elle peut être faite sur une machine à l'arrêt et aussi dans certaines conditions sur une machine en fonctionnement.

Dans le cas d'une machine à l'arrêt, une tension est appliquée entre une phase et la masse (les deux autres phases sont connectées à la masse). Un condensateur d'une valeur généralement de 80 pF est utilisé, il servira de coupleur capacitif. Pour la mesure des DP un dispositif de mesure rapide est connecté au condensateur. Il permet de détecter chaque impulsion de DP formé dans la bobine qui se ferme par le circuit formé par le condensateur de couplage et le système de mesure. Cette méthode permet de détecter les décharges mais les mesures sont globales, il n'y a pas de localisation des DP. Cette méthode ne permet pas de tester l'isolation inter-spires mais seulement l'isolation générale entre les conducteurs, pris dans leur ensemble, et la carcasse métallique.

Parfois des mesures sur la machine démontée peuvent être faites. La mesure des effets des DP (impulsions électromagnétique et/ou signal sonore) est faite avec des antennes haute fréquence (HF) ou avec microphone directionnel [LEV09]. Cette méthode est employée surtout pour des grandes machines afin de localiser les DP dans l'isolation générale de la machine.

La plupart des systèmes de surveillance industriels sont sensibles à l'activité globale des DP d'une machine en marche, ils utilisent un système de couplage connecté sur les bornes de la machine [BAR02]. L'une des difficultés liées à la surveillance en direct des DP est le bruit mesuré en même temps que les signaux utiles d'autant plus que les DP ont un caractère aléatoire prononcé [MON08]. Des dispositifs sophistiqués de traitement ont été mis au point [CAV03-1, CAV03-2]. Ce domaine nous conduit à penser que ce type de test ne peut pas être utilisé directement en "on line" sur les applications MLI du fait de la richesse des harmoniques qui peut induire en erreur la détection [LEB05].

La méthode de détection des DP la plus utilisée est dérivée directement de la détection globale des DP par des coupleurs capacitifs installés sur chaque phase. Il est également possible de détecter les DP en utilisant un transformateur HF à ferrite ou à air (bobine de Rogowski) qui entoure les câbles d'alimentation ou par une mesure du champ magnétique dans le voisinage immédiat des barres assurant les connexions [CHE02]. Il est également possible de mesurer le niveau d'ozone, dont l'apparition résulte de l'ionisation de l'air [KWA04, MAR07]. Par contre, cette procédure est utilisable uniquement pour les machines de 6kV et plus. Des essais en tension alternative [N11] permettent aussi d'établir la présence de décharges superficielles et de les localiser directement en chambre noire (occultation totale) [KIK08-1, LEB05] ou en ultraviolets [OKU07-1]. Des essais de tension alternative dans un environnement silencieux permettent aussi la localisation auditive ou par l'intermédiaire d'un guide d'ondes acoustiques [JUN09, STO05-2] par exemple stéthoscope isolé, ou avec un appareillage de détection à ultrasons [FAB04-2, N11].

#### *Analyse du comportement haute fréquence des bobinages.*

Le comportement haute fréquence du bobinage d'une machine électrique dépend directement de ces paramètres élémentaires: inductances, capacités, résistances qui représentent les pertes dans les différents éléments. Le vieillissement du bobinage de la machine électrique détermine principalement des variations des paramètres qui dépendent de l'isolation : les capacités et les pertes dans les isolants. Les inductances ne dépendent que de la géométrie des bobines et des caractéristiques magnétiques qui ne dépendent pas du vieillissement. Ainsi, les variations des capacités résultant du vieillissement peuvent déterminer des variations dans les réponses fréquentielles des bobinages des machines électriques.

Des travaux menés au LSEE [PER07, WER05-1, WER05-2] ont montré que la dégradation de l'isolation inter-spines des machines modifie le comportement global du bobinage en haute fréquence (HF). Des études préliminaires pour vérifier la variation de la capacité avec le vieillissement ont été faites pour un seul type de fil d'un seul diamètre (fil thermo-adhérent Ø1.25 mm) ; la variation de la capacité étant corrélé avec la tension de claquage comme unique indicateur de vieillissement [WER06]. Cette étude a ouvert une nouvelle piste de recherche pour améliorer ce nouvel indicateur de vieillissement delta-C en le corrélant avec d'autres indicateurs plus classiques et de définir la plage de variation. Pour les SIE organiques où la présence de DP accélère fortement le processus de vieillissement, la variation critique du nouvel indicateur delta-C doit être définie en fonction des variations naturelles du PDIV au cours du vieillissement des couches isolantes. Les variations critiques des capacités inter-spines pourront ensuite être utilisées pour analyser les variations des fréquences de résonance résultantes.

## I.6 Conclusion

Dans ce chapitre ont été présentés en premier lieu des éléments relatifs aux phénomènes conduisant au vieillissement de l'isolation des machines électriques BT utilisées dans le domaine de l'aéronautique. Parmi toutes les contraintes subies par cette classe de moteurs, les contraintes thermiques sont les plus connues et les mieux décrites dans les normes. Par conséquent, elles sont bien souvent choisies comme contrainte principale de vieillissement accéléré des SIE organiques.

L'étude des mécanismes de vieillissement des polymères, permet de définir des changements de leur structure et de leurs caractéristiques diélectriques durant leur vieillissement, conduisant à la fragilisation de l'isolation. Les mécanismes de vieillissement sont très complexes. Ils ont été divisés en trois catégories : les problèmes d'interface cuivre-isolant, l'oxydation externe du polymère et son vieillissement interne.

L'action de différentes contraintes sur les SIE amène finalement aux courts-circuits après un temps très difficile à estimer, avec, en général, l'apparition des DP comme signe précurseur. Une étude sur l'origine et le développement des DP en tension alternative est présentée. Cette étude donne des pistes pour mesurer leurs caractéristiques et décrit les recommandations de la norme relative à la leur détection.

Une étude bibliographique sur les systèmes de surveillances des machines électriques est proposée. La surveillance des machines est complexe; les dispositifs de surveillance doivent prendre en compte les imperfections de la machine saine et du réseau. De plus, les défauts de courts-circuits inter-spices, qui sont précurseurs de courts-circuits généralisés, sont difficilement perceptibles à travers la seule observation directe des courants de ligne, ce qui augmente les difficultés liées à leur détection précoce. L'analyse détaillée de la littérature scientifique traitant de la surveillance des machines basses tensions isolées avec des polymères montre que le problème est difficile. La plupart des méthodes sont centrées sur des mesures de l'isolation entre le bobinage et la carcasse métallique de la machine alors que l'origine des problèmes est quasiment toujours entre les spires. Pour estimer le vieillissement du SIE d'une machine, il est nécessaire de concentrer l'effort de recherche sur les paramètres caractéristiques de la qualité des couches organiques minces qui séparent les spires et de l'imprégnation du bobinage. L'effort est donc porté sur l'analyse des variations des capacités inter-spices au cours des années de vie de la machine. Ainsi, la variation de la capacité inter-spices du bobinage peut définir avantageusement un nouvel indicateur de vieillissement  $\Delta C$  à condition qu'il soit corrélé à d'autres paramètres directement liés au temps estimé de vie restante de la machine. La validation du nouvel indicateur  $\Delta C$  sera faite en utilisant la contrainte thermique et en comparant ses variations principalement à la réduction du PDIV qui est le paramètre le plus critique pour les bobines organiques des machines alimentées par les convertisseurs MLI qui leur imposent des fronts de tensions très raides.





## ***II Corrélation entre le nouvel indicateur delta-C et la dégradation du SIE***



## **II.1 Introduction**

L'analyse de l'état de l'art montre que la surveillance précoce du vieillissement du SIE d'une machine exige de mesurer des paramètres liés à la dégradation lente des caractéristiques de l'isolation inter-spires.

Dans ce chapitre, l'approche expérimentale est privilégiée dans le but de rechercher s'il existe une corrélation claire et prouvée sur un grand nombre d'échantillons, entre le nouvel indicateur delta-C proposé et les autres variables caractéristiques du vieillissement plus classiques qui sont la réduction du PDIV et la probabilité de rupture des couches isolantes sous une contrainte donnée.

Les essais de vieillissement accéléré sont faits en restant au plus près des normes existantes tant pour la construction des éprouvettes testées que pour les cycles thermiques qui leurs sont imposés. Des essais de vieillissement thermique accéléré utilisant un grand nombre d'éprouvettes torsadées réalisées avec du fil émaillé standard, de différents types et diamètres, sont effectués. La variation de la capacité des éprouvettes est corrélée au seuil d'apparition de décharges partielles (PDIV), valeur qui caractérise le vieillissement de l'isolation et qui est également un paramètre critique pour les SIE organiques.

## **II.2 Préparation des éprouvettes**

Selon la norme CEI 60034-18-41 [N4] des éprouvettes torsadées peuvent être utilisées pour tester le comportement de l'isolation entre les spires du bobinage des machines électriques. Les éprouvettes torsadées sont fabriquées en respectant la norme NF EN 60172 [N8]. Cette norme prévoit l'utilisation d'une longueur de fil de 400 mm par éprouvette. Ce fil est torsadé sur lui même sur une distance de 125 mm avec un appareil présenté à la Figure II.1. La force exercée sur les brins pendant la torsion et le nombre de tours sont donnés dans le Tableau II.1 en fonction du diamètre du fil [N8]. Les diamètres des fils utilisés dans cette étude sont 0.85 mm, 0.95 mm et 1.25 mm, de façon à travailler sur des produits largement utilisés pour construire des machines électriques de petites et moyennes tailles. Pour les deux premiers diamètres, la force appliquée est de 13.5 N pour 8 torsades; pour le dernier, la force est de 27 N pour 6 torsades (Tableau II.1). La distance entre les 2 fils des deux cotées de la portion torsadée est donnée par la même norme et doit être au minimum de 20 mm, afin d'éliminer au maximum toute influence des parties droites sur les résultats des mesures des différents paramètres.

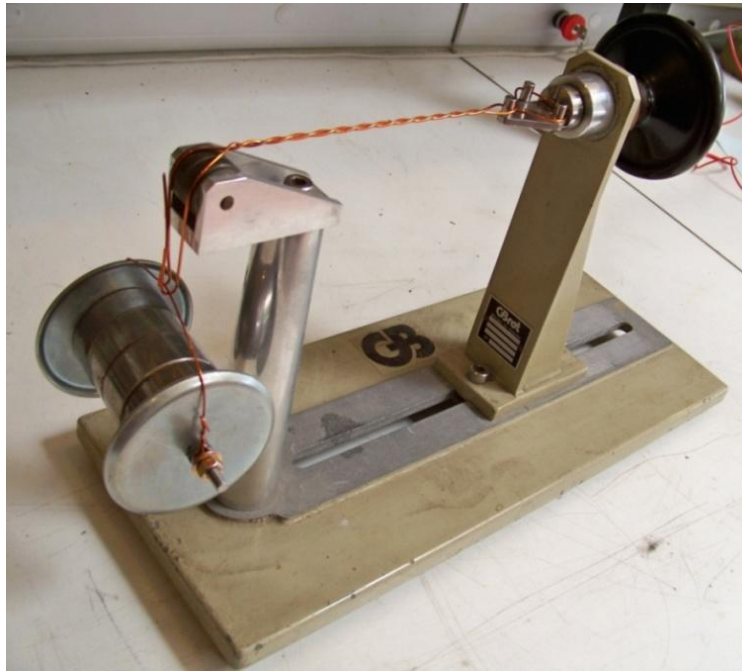


Figure II.1. Appareil de confection des éprouvettes torsadées

Tableau II.1. Force et nombre des tours pour la confection des éprouvettes torsadées [N8]

Diamètre nominal (mm)		Force totale appliquée sur les deux fils (N)	Nombre de tours par 125 mm
De	Jusqu'à et y compris		
0.1	0.25	0.85	33
0.25	0.35	1.7	23
0.35	0.5	3.4	16
0.5	0.75	7	12
<b>0.75</b>	<b>1.05</b>	<b>13.5</b>	<b>8</b>
<b>1.05</b>	<b>1.5</b>	<b>27</b>	<b>6</b>
1.5	2.15	54	4
2.15	3.5	108	3

Un exemple d'une éprouvette torsadée est présenté sur la Figure II.2. L'extrémité de l'éprouvette qui est utilisée pour faire les connexions est laissée plus longue. Elle est dénudée afin d'être utilisée pour la connexion aux systèmes de mesures.

Les essais préliminaires de vieillissement ont montré que les fils en cuivre s'oxydent sous l'effet de la température sur les portions dénudés, ce qui pose quelques problèmes pratique lors des mesures. Pour éviter ces difficultés, nous avons étamé les extrémités des éprouvettes avec le produit Multicore (Solder) - DHMP

500G Reel qui fond à une température de 301 °C. Cette opération est faite rapidement avec un fer à souder puissant, elle n'apporte aucune contrainte supplémentaire au niveau de la partie centrale de l'éprouvette.

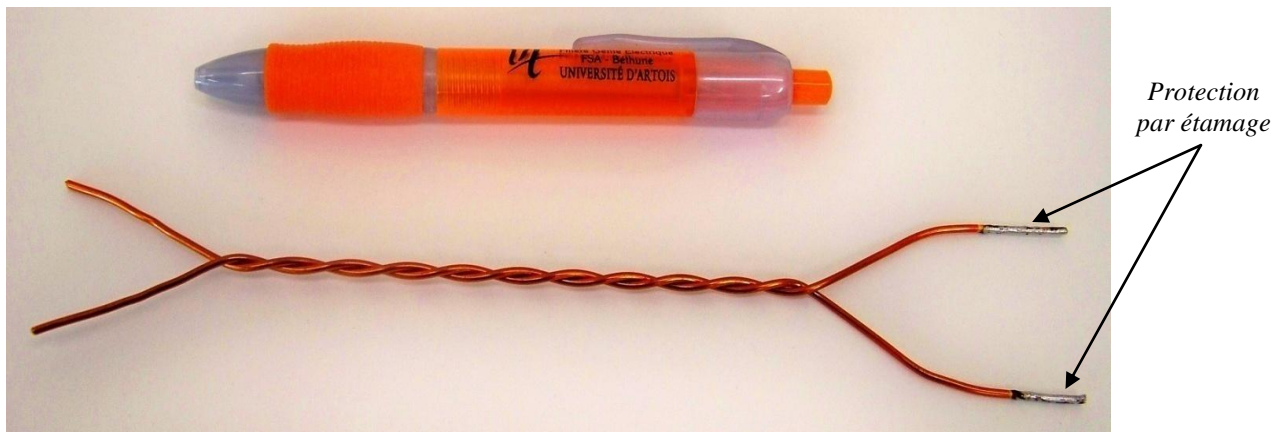


Figure II.2. Exemple d'une éprouvette torsadée ( $\varnothing$  1.25 mm)

Toutes les éprouvettes sont fabriquées suivant le même principe défini et en utilisant les mêmes outils. Par conséquent, elles ont des caractéristiques très proches les unes des autres, mais pas exactement identiques, car elles sont faites manuellement. Un nombre élevé d'éprouvettes permet d'obtenir un degré de précision acceptable, même s'il y a une dispersion des résultats pour un groupe d'éprouvettes exposées à chaque température. Les ouvrages généraux sur l'analyse des mesures montrent que, compte tenu des erreurs commises et des disparités des échantillons, la précision globale obtenue est d'autant meilleure que la campagne d'essais est faite sur un grand nombre d'échantillons [MAY92]. La norme NF EN 60172 précise qu'il faut utiliser un minimum de 11 éprouvettes pour obtenir des résultats avec une tolérance acceptable.

Les essais de vieillissement accéléré effectués pour définir le nouvel indicateur sont réalisés sur deux types de fils : le fil classique et le fil thermo-adhérent. Pour chacun d'eux, 50 éprouvettes torsadées sont confectionnées avec des fils de diamètres différents : 0.85 mm, 0.95 mm et 1.25 mm. Au total 300 éprouvettes sont vieilles par des cycles thermiques normalisés.

Le fil classique utilisé a deux couches isolantes (PEI+PAI) (Figure II.3, (a)). Le fil thermo-adhérent inclut les couches de base du fil classique, qui sont recouvertes d'une couche thermo-adhérente (Figure II.3, (b)) en polyamide aromatique. Les épaisseurs des couches isolantes des deux types de fils sont données dans la norme CEI 60317-0-1 [N7].

Le fil classique a une isolation de grade 2, le thermo-adhérent de grade 1. Ainsi, les épaisseurs des couches de base (PEI+PAI) de ces deux fils ne sont pas les mêmes (Tableau II.2) [N7]. Cette différence de classe d'isolation limite la possibilité de comparer les valeurs absolues des résultats mesurés ; ces derniers ne seront comparés qu'en valeurs relatives, entre les deux types de fils. Cependant, pour le même type de fil (même grade), il est possible de comparer directement les résultats issus du vieillissement des éprouvettes réalisées avec les fils de diamètres différents.

Tableau II.2. Epaisseurs des couches isolantes des fils utilisées selon leur grade

Fil classique (PEI+PAI)	Diamètre nominal du conducteur (mm)	Tolérance (mm)	Augmentation minimale due à l'isolation (mm)		Diamètre global maximal (mm)		
			Grade 1	Grade 2	Grade 1	Grade 2	
			0,85	0,009	0,032	0,06	
0,95	0,01	0,034	0,063	1,012	1,044		
1,25	0,013	0,035	0,067	1,316	1,349		

Fil thermo-adhérent (PEI+PAI+thermocouche)	Diamètre nominal du conducteur (mm)	Tolérance (mm)	Augmentation minimale sans thermocouche (mm)		Augmentation minimal due à la thermocouche (mm)	Diamètre global maximal (mm)	
			Grade 1	Grade 2		Grade 1	Grade 2
			0,85	0,009	0,032	0,06	0,02
0,95	0,01	0,034	0,063	0,021	1,041	1,073	
1,25	0,013	0,035	0,067	0,022	1,346	1,379	

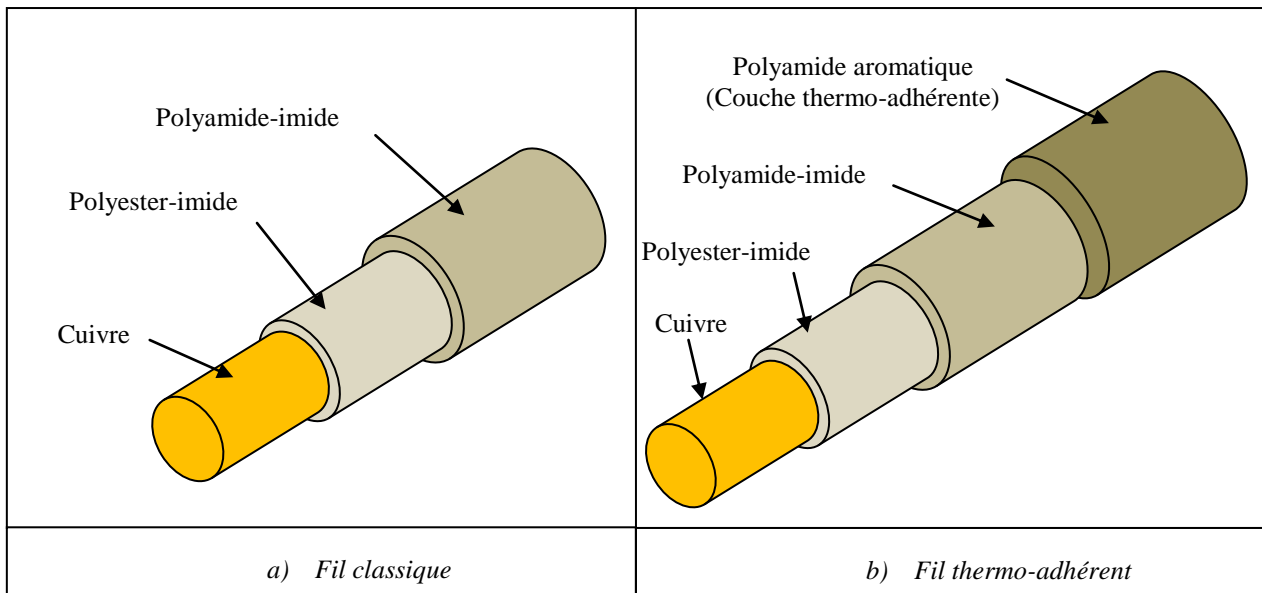


Figure II.3. Structure du fil classique et thermo-adhérent

La manipulation individuelle des éprouvettes torsadées peut introduire des erreurs de mesures sur la capacité. Pour éliminer toute influence externe autre que les contraintes de la température appliquée, les éprouvettes sont placées sur un support. Le support a été conçu de manière à protéger les éprouvettes torsadées des dommages mécaniques externes et des déformations. Il permet de fixer les éprouvettes de deux cotées sur les extrémités qui dépassent les torsades, pour réaliser les connexions nécessaires aux mesures.

Les éprouvettes sont fixées dans un cadre composé de 2 compartiments de 15 étages chacun; chaque étage porte 10 éprouvettes (Figure II.4). Le cadre supérieur, le cadre inférieur et ceux des étages sont réalisés avec des barres métalliques qui sont fixées entre elles par des tiges filetées. Pour isoler électriquement les éprouvettes torsadées des barres métalliques et aussi pour limiter les contraintes mécaniques sur l'isolation du fil au niveau des points de serrage, des bandes de carton de Néfalite 11 ont été posées. Ce produit est un isolant minéral fibreux qui a une température maximale de service de 1100 °C [Nef]. Il est un peu écrasé par

les forces de serrage, mais permet une bonne fixation de toutes les paires torsadées situées au même étage du cadre, sans imposer de contraintes mécaniques à la partie torsadée.

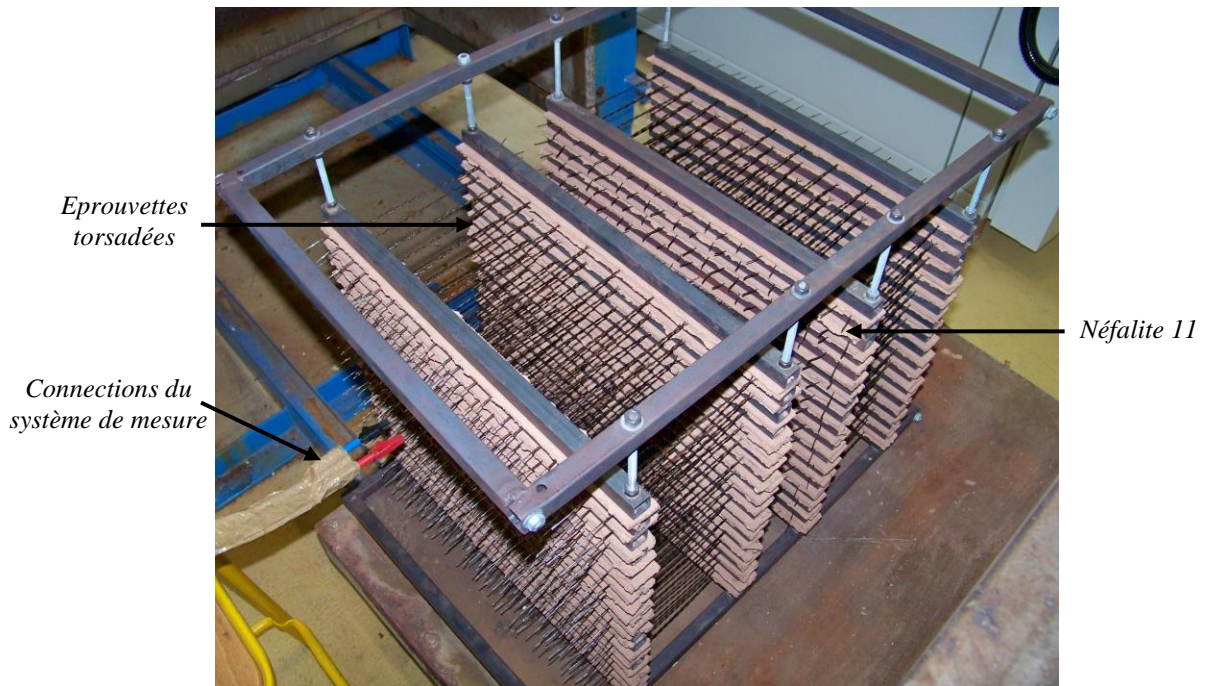


Figure II.4. Cadre avec les 300 éprouvettes à tester

Les caractéristiques diélectriques du Néfalite 11 sont mesurées avec le pont d'impédances Agilent 4980A et un dispositif à électrodes HP 16451B (Figure II.5) avec des électrodes de diamètre 38 mm.

Cet appareil permet de mesurer la capacité parallèle  $C_p$  et la résistance parallèle représentative des pertes dans l'isolation  $R_p$ . La valeur de la permittivité relative  $\epsilon_r$  a été calculée.

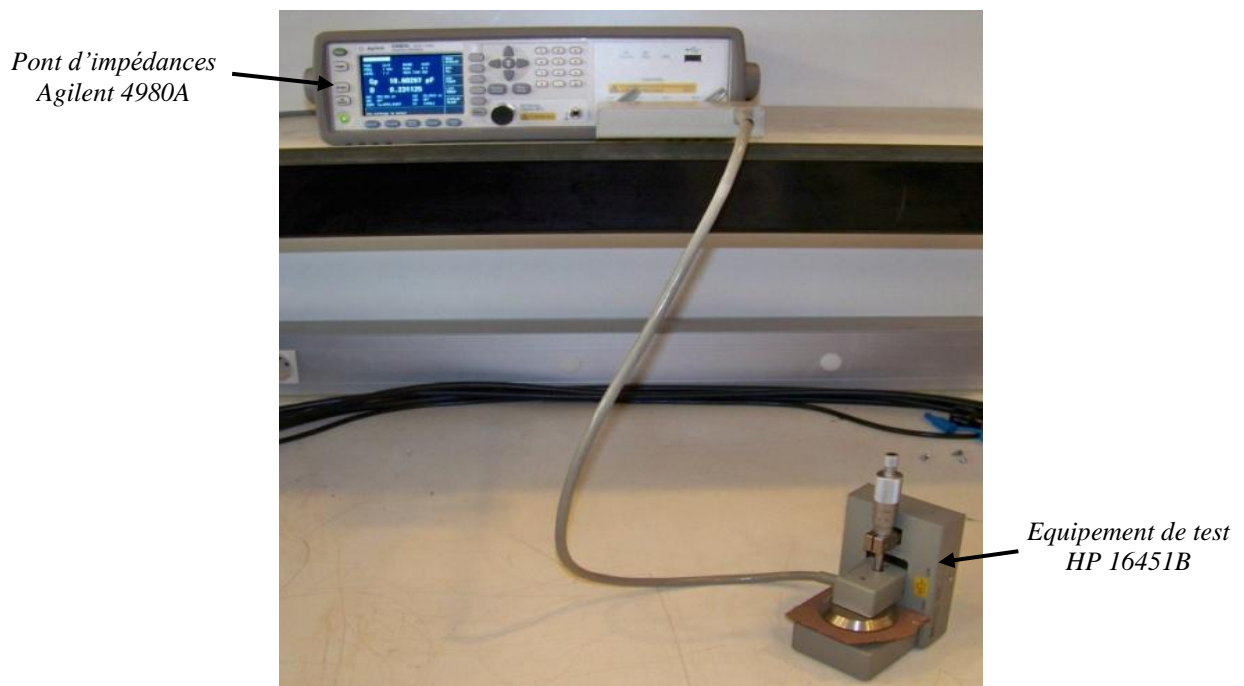


Figure II.5. Système de mesure des caractéristiques diélectriques de l'isolant Néfalite 11

Les mesures ont été menées à différentes fréquences variant de 1 kHz à 2 MHz sur un échantillon de Néfalite 11 neuve, puis sur une autre vieillie pendant 24 heures à 300 °C. On voit dans le Tableau II.3 que ces caractéristiques diélectriques ont légèrement changé après ce cycle de vieillissement. D'autres cycles thermiques sont effectués, mais les caractéristiques restent les mêmes. Le premier cycle de vieillissement a provoqué des changements dans les propriétés mécaniques : l'isolant est devenu fragile. Dans notre cas, l'isolant est posé entre des barres métalliques, sa fragilité mécanique n'empêche pas la bonne fixation des éprouvettes à condition de ne rien démonter. Le carton de Néfalite 11 est donc changé après chaque série d'essais.

Ces mesures font partie des essais préliminaires qui permettent d'estimer les capacités parasites ajoutées par le système de fixation des éprouvettes. Elles seront exploitées dans le paragraphe II.4.

Tableau II.3. Résultats des essais pour la caractérisation de l'isolant Néfalite 11

	e (mm)	f (kHz)	Cp (pF)	Rp (MΩ)	εr
<b>Néfalite 11 neuf</b>	3	1	13.72	118	4.1
		10	12.34	20.4	3.7
		50	11.68	4.9	3.5
		100	11.42	2.5	3.4
		1000	10.48	0.215	3.1
		2000	10.14	0.101	3.0
<b>Néfalite 11 après un cycle thermique de 24 h à 300 °C</b>	3	1	11.19	121	3.34
		10	9.85	20	2.94
		50	9.21	5.4	2.75
		100	8.98	2.9	2.68
		1000	8.3	0.273	2.48
		2000	8.1	0.112	2.42

### II.3 Description du protocole des essais de vieillissement

Dans cette étude, la définition du nouvel indicateur de vieillissement delta-C est réalisée en fonction de la durée des contraintes thermiques appliquées à des échantillons normalisés. Les durées et les températures des cycles thermiques correspondent au graphique d'endurance thermique définies par la norme NF EN 60172. Les températures et les durées des cycles préconisées par cette norme sont proches de celles données par la loi d'Arrhenius. Elles dépendent de la classe thermique d'isolation des éprouvettes soumises à un vieillissement accéléré.

Conformément à cette norme, les éprouvettes doivent être exposées au moins à trois températures. Pour chaque température, dix cycles thermiques sont prévus. La plus basse température doit conduire à une durée



de plus de 5 000 h jusqu'à la défaillance. Une température d'exposition produisant des valeurs inférieures à 100 h est généralement considérée comme trop élevée. Les températures d'exposition ne devraient pas différer les unes des autres de plus de 20 °C.

Le Tableau II.4, extrait de la norme NF EN 60172 [N8], donne les durées des cycles thermiques en fonction des différentes températures pour différentes classes thermiques d'isolations des fils testés. Les deux types de fils utilisés ont une classe thermique de 200 °C. Pour cette classe d'isolation, les températures possibles pour les tests de vieillissement sont de 220 °C à 280 °C, pour des durées qui varient de 1 à 49 jours.

Tableau II.4. Valeurs recommandées pour les durées des cycles de vieillissement [N8]

Température de vieillissement	Classe d'isolation du fil (°C)						
	105-109	120-130	150-159	180-189	200-209	220-229	240-249
320							1
310							2
300						1	4
290						2	7
<b><u>280</u></b>					<b><u>1</u></b>	4	14
270					2	7	28
<b><u>260</u></b>				1	<b><u>4</u></b>	14	49
250				2	7	28	
<b><u>240</u></b>				4	<b><u>14</u></b>	49	
230			1	7	28		
220			2	14	49		
210		1	4	28			
200		2	7	49			
190	1	4	14				
180	2	7	28				
170	4	14	49				
160	7	28					
150	14	49					
140	28						
130	49						

Les éprouvettes sont vieilles dans une étuve à circulation forcée d'air capable de maintenir la température à celle choisie avec une erreur maximale de  $\pm 2$  °C, conformément à la norme NF EN 60172. La vitesse de chauffage est fixée à environ 10 °C/min. Le refroidissement se fait naturellement, avec une vitesse d'environ 3 °C/min, jusqu'à la température de la pièce dans laquelle sont posés les échantillons ( $\approx 20$  °C).

Le protocole utilisé inclut trois groupes d'essais qui correspondent à 3 températures différentes : 240 °C, 260 °C et 280 °C (Figure II.6). La contrainte la plus sévère (280 °C) est choisie pour le premier groupe des essais, les autres températures sont choisies de manière à avoir une différence entre les températures de 20 °C comme le prescrit la norme NF EN 60172. Pour chaque température, 10 cycles de vieillissement sont prévus pour des durées définies dans le Tableau II.4. Le vieillissement peut être arrêté avant les 10 cycles, si pendant les tests d'épreuves, le pourcentage des éprouvettes défailtantes dépasse 50 %.

Entre chaque cycle thermique, les échantillons sont soumis à des essais appropriés pour mesurer les propriétés caractéristiques du système d'isolation à ce moment là [N12]. La mesure de la capacité et celle du PDIV sont faites pour chaque éprouvette, la capacité étant l'indicateur à définir et le PDIV (paramètre non-destructif) le paramètre de référence qui caractérisera le vieillissement de l'isolation. Les mesures sont réalisées à température ambiante, après un refroidissement naturel du four, afin d'éviter les choc thermiques, conformément aux recommandations des normes [N8, N10].

Pour toute interruption de l'essai, comme pendant le week-end par exemple, les éprouvettes sont laissées dans le four à une température de 40 °C de manière à diminuer toute influence de l'environnement, comme par exemple l'humidité, tout en restant à une température qui n'accélère pas le vieillissement.

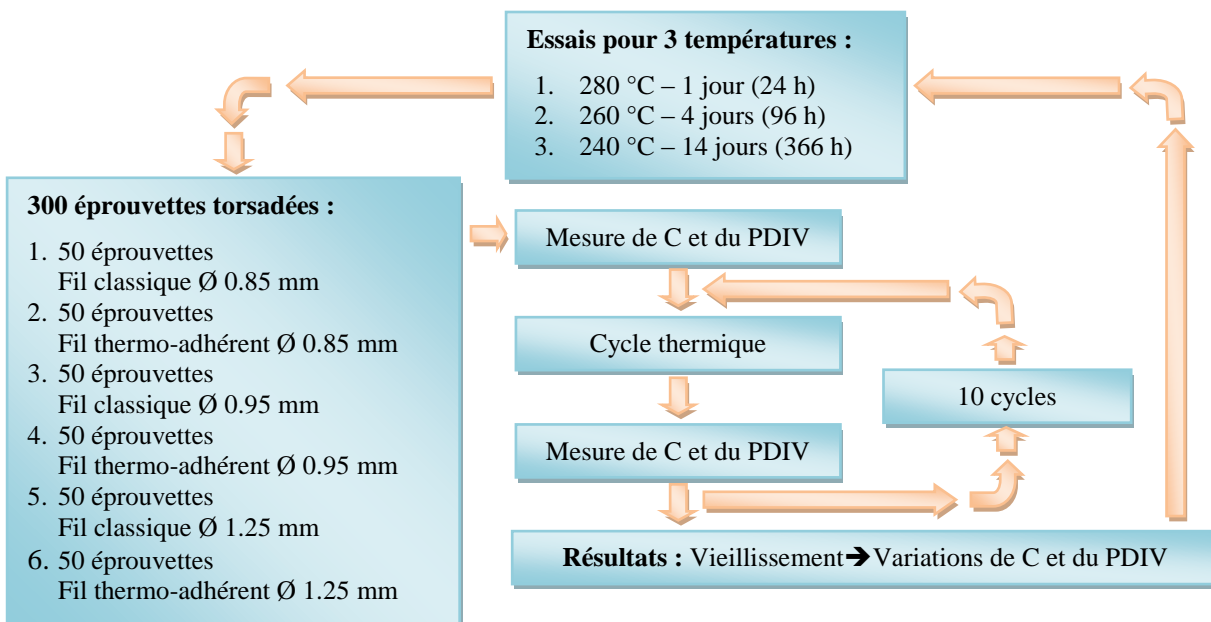


Figure II.6. Protocole utilisé pour la définition du nouvel indicateur de vieillissement des éprouvettes torsadées

Avant le premier cycle, les éprouvettes thermo-adhérentes sont traitées par la procédure de collage d'une heure à 200 °C préconisée par le constructeur du polyamide aromatique [FIL210TH]. Cette température correspond également à la classe d'isolation des couches principales ; le fait de chauffer ces couches à la

température de leur classe thermique pendant 1 h, a donc un effet tout à fait négligeable sur leur vieillissement car à cette température la durée de vie estimée est de 20 000 h.

La température la plus élevée (280 °C) est utilisée pour le premier groupe d'essais. Pour cette température, la durée d'un cycle thermique est de 1 jour (24 h), ce qui permet de tirer des premières conclusions sur le vieillissement après des durées assez courtes. La température suivante est de 260 °C et puis le troisième groupe d'éprouvettes est vieilli sous une température de 240 °C.

## II.4 Méthodologie et système de mesure de la capacité

La capacité entre les deux fils de chaque éprouvette torsadée doit être mesurée avec une bonne précision. L'appareil de mesure utilisé est le pont d'impédances Agilent 4980A. Il permet de faire des mesures précises pour différentes fréquences discrètes. Les éprouvettes sont connectées à l'appareil par un système de mesure à quatre points, qui permet de déplacer le point de mesure de l'appareil près de l'éprouvette, afin de diminuer au maximum l'influence des câbles de connexion sur la mesure de la capacité de l'éprouvette (Figure II.7). La connexion entre le système à 4 points et l'éprouvette est faite avec un câble court qui introduit une capacité de 2 pF. Cette valeur reste constante, elle est soustraite de la valeur donnée par le pont de mesure.



Figure II.7. Système de mesure de la capacité

Une étude antérieure effectuée dans notre laboratoire en collaboration avec le laboratoire IES de Montpellier montre le comportement de la capacité de l'isolant de fil thermo-adhérent en fonction de la fréquence avant et après un cycle de vieillissement thermique de 6 jours à 250 °C (Figure II.8) [ROG10]. On voit que pour des fréquences inférieures à 1 kHz la capacité varie très peu, pour des fréquences supérieures, la variation augmente avec la fréquence. Une fréquence de mesure de la capacité supérieure à 1 kHz doit alors être choisie.

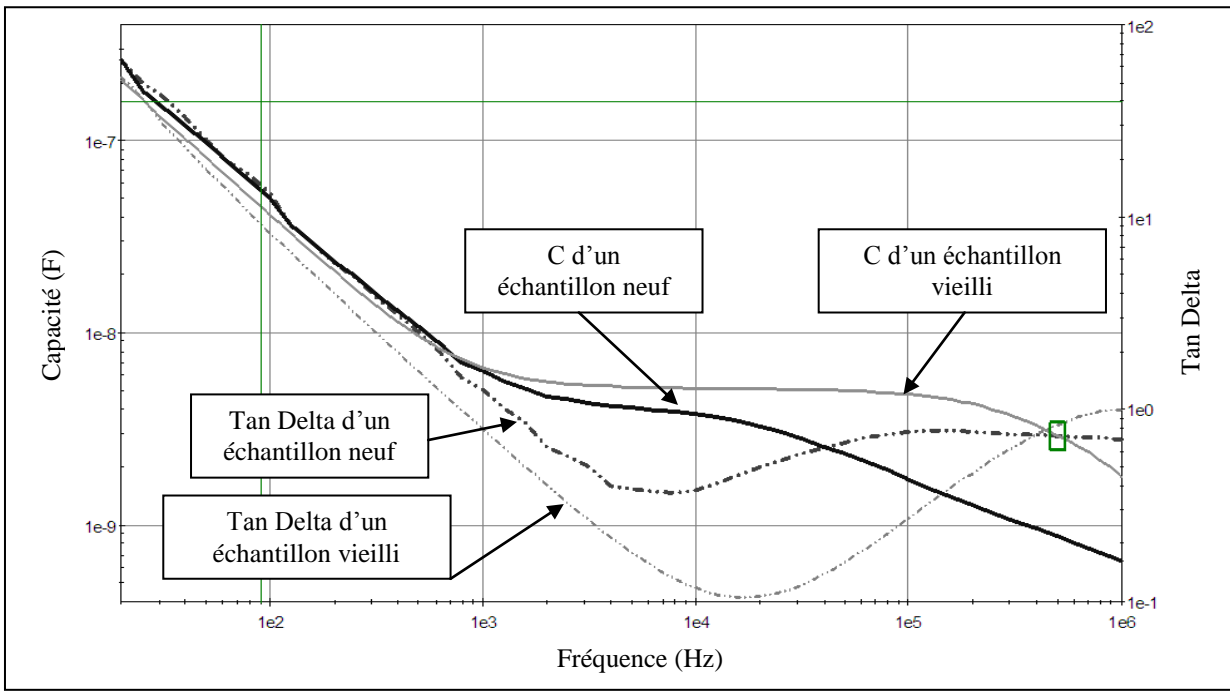


Figure II.8. Analyse fréquentielle de la variation de la capacité de l'éprouvette torsadée thermo-adhérente ( $\varnothing$  1.25 mm) avant et après un cycle de vieillissement de 6 jours à 250 °C [ROG10].

La précision du pont d'impédances Agilent 4980A, dépend de la fréquence choisie pour effectuer la mesure et du module de l'impédance mesurée à cette fréquence. Elle est donnée par un abaque qui fait partie des données techniques de l'appareil de mesure (Annexe A). Pour mesurer des capacités entre 15 pF et 30 pF, comme c'est le cas des éprouvettes torsadées, il est possible d'atteindre une précision de 0.3 % en choisissant une fréquence comprise entre 3 kHz et 100 kHz. L'échelle des fréquences de l'abaque est logarithmique, la zone centrale se trouve aux environs de 10 kHz ; cette valeur est retenue pour faire toutes les mesures de la capacité inter-spires, car l'analyse fréquentielle faite lors du balayage continu en fréquence montre que la capacité varie très peu avec la fréquence dans cette partie du spectre.

Les capacités sont mesurées sur des éprouvettes qui sont sur le cadre métallique et qui sont isolées par le matériau isolant Néfalite 11. Chaque extrémité de l'éprouvette, forme avec les deux barres qui la serrent deux capacités parasites (Figure II.9). Le schéma équivalent de la Figure II.9 montre qu'entre les points de mesure A et B, la capacité équivalente mesurée inclut la capacité de l'éprouvette et une capacité parasite représentée par 8 capacités élémentaires entre chaque fil et les barres métalliques qui assurent le serrage à travers l'isolant minéral.

Les capacités entre chaque fil et les barres métalliques sont caractérisées par la géométrie du système « fil-isolant-barre métallique » et par la permittivité du Néfalite 11 et de l'isolant du fil. Elles sont donc égales et sont calculées par simulation avec le logiciel FEMM. La capacité parasite obtenue est :

$$C = C_{i1} = C_{i2} = C_{i3} = C_{i4} = C'_{i1} = C'_{i2} = C'_{i3} = C'_{i4} = 0.4 \text{ pF} \quad (\text{II.1})$$

Conformément au schéma équivalent présenté sur la Figure II.9, la capacité mesurée entre les points A et B, est égale à :

$$C_{mes} = C_{AB} = C_{éprouv.} + \frac{C}{2} \cdot 4 \quad (\text{II.2})$$

D'où

$$C_{éprouv.} = C_{mes} - \frac{C}{2} \cdot 4 = C_{mes} - 0.8 \text{ pF} \quad (\text{II.3})$$

La capacité de 0.8 pF représente la valeur équivalente des capacités parasites dues au système de fixation des éprouvettes.

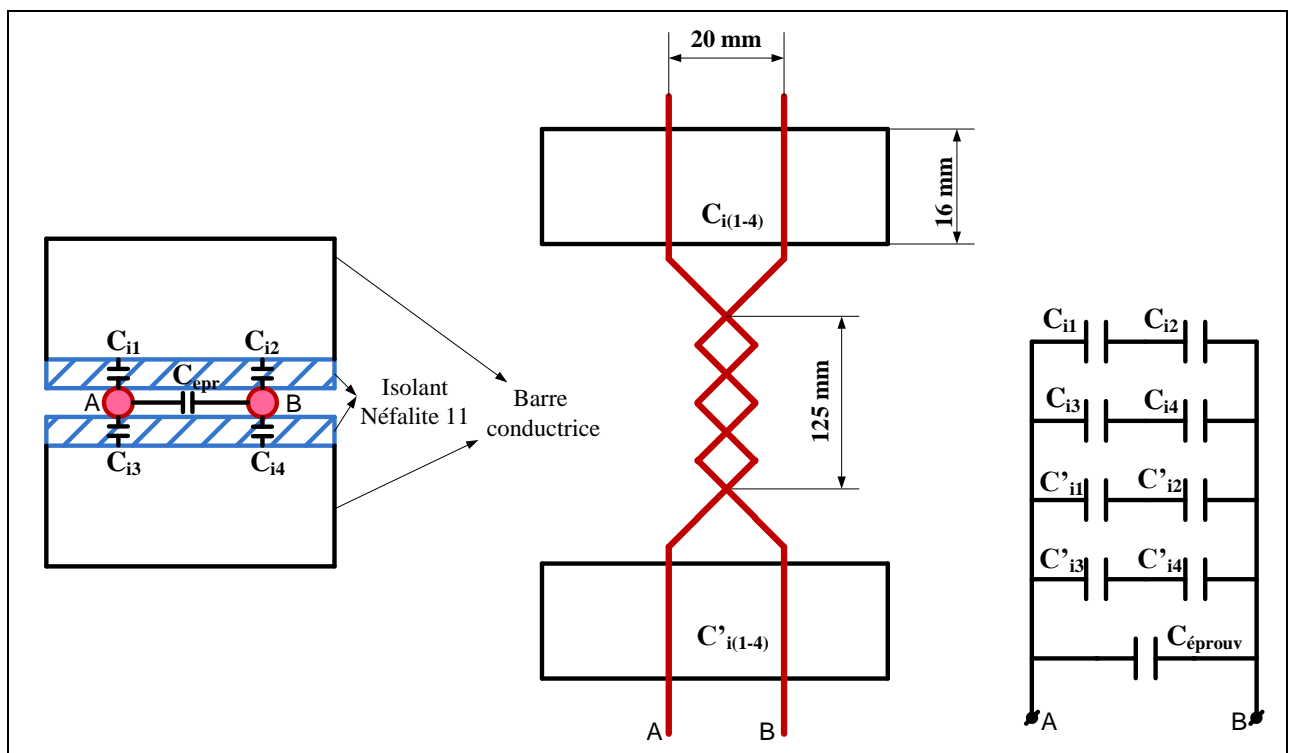


Figure II.9. Représentation des capacités parasites

## II.5 Méthodologie et système de mesure des décharges partielles

La DP correspond à l'ionisation de l'air aux environs immédiats des fils émaillés de l'éprouvette torsadée. Pendant le phénomène d'ionisation de l'air, les charges se déposent sur la surface externe de la couche isolante qui recouvre les fils de cuivre (Figure II.10). Ce phénomène est rapide. L'apparition de ces charges en un temps inférieur à la microseconde provoque une impulsion de courant équivalent  $i = \frac{dq}{dt}$  dans le circuit électrique externe qui amène la charge de signe opposé sur le cuivre situé de l'autre côté de la surface isolante. C'est cette impulsion de courant qui est mesurée.

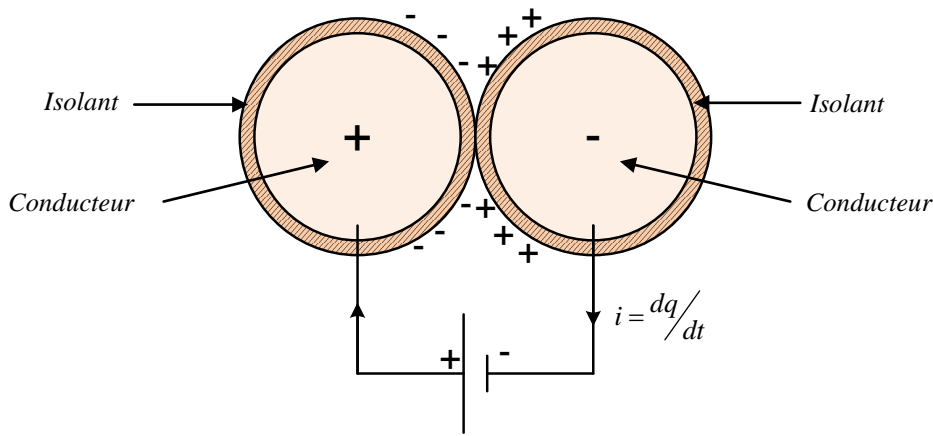


Figure II.10. Schéma de la formation du courant de DP sur une éprouvette

La mesure du seuil d'apparition des décharges partielles (PDIV) des éprouvettes est effectuée sous tension sinusoïdale à 10 kHz. Cette fréquence est choisie de manière à être cohérent avec la mesure de la capacité. Elle permet aussi de s'approcher des conditions de fonctionnement imposées par les alimentations qui fonctionnent en MLI. En effet, les tensions sinusoïdales ou impulsionnelles bipolaires donnent des résultats équivalents en termes de seuil d'apparition des DP (PDIV), pour des essais sur des éprouvettes torsadées, car la distribution des tensions d'un bobinage complet n'est pas prise en compte dans de tels échantillons [N4]. Pour des objets simples comme les éprouvettes, il est possible de mesurer le PDIV sous tension sinusoïdale alors que les phénomènes sont totalement différents sur des bobines entières.

Il existe différents appareils de mesure des décharges partielles, mais la fréquence de la tension appliquée est limitée car le marché concerne principalement les grands équipements de production d'énergie qui fonctionnent aux fréquences industrielles. Pour cette étude, un système de mesure des décharges partielles, qui permet la mesure du PDIV avec une excitation à 10 kHz, a été développée. Les valeurs du PDIV sont présentées en valeur efficace de la tension sinusoïdale appliquée.

Le dispositif de mesure du PDIV qu'on a développé inclut un système d'alimentation, un condensateur de couplage ( $C_k$ ), l'éprouvette en essais, une résistance de shunt ( $R_{sh}$ ), un dispositif de couplage et un oscilloscope rapide (Figure II.11). La majorité des éléments du schéma sont introduits dans une armoire métallique fermée pour assurer la sécurité électrique et pour diminuer le niveau du bruit électromagnétique qui perturbe les mesures en régime impulsionnel rapide. A l'extérieur sont posés les dispositifs de commande et de visualisation qui sont le générateur sinusoïdal, qui permet d'appliquer une tension de commande variable (0-10 V) à une fréquence désirée (10 kHz), et l'oscilloscope qui permet de visualiser les décharges partielles (Figure II.12) et, indirectement de mesurer le PDIV. La mesure nécessite la définition d'un niveau à partir duquel le signal mesuré par l'oscilloscope est considéré comme une DP plutôt que comme un bruit inhérent à toute mesure. Ce seuil (dans notre cas la tension mesurée sur la résistance  $R_{sh}$ ), correspond à des DP ayant une charge de 2 pC bien au dessous de la valeur de 5 pC définie par la norme CEI 60034-18-41[N4] comme étant le niveau de bruit maximal à respecter.

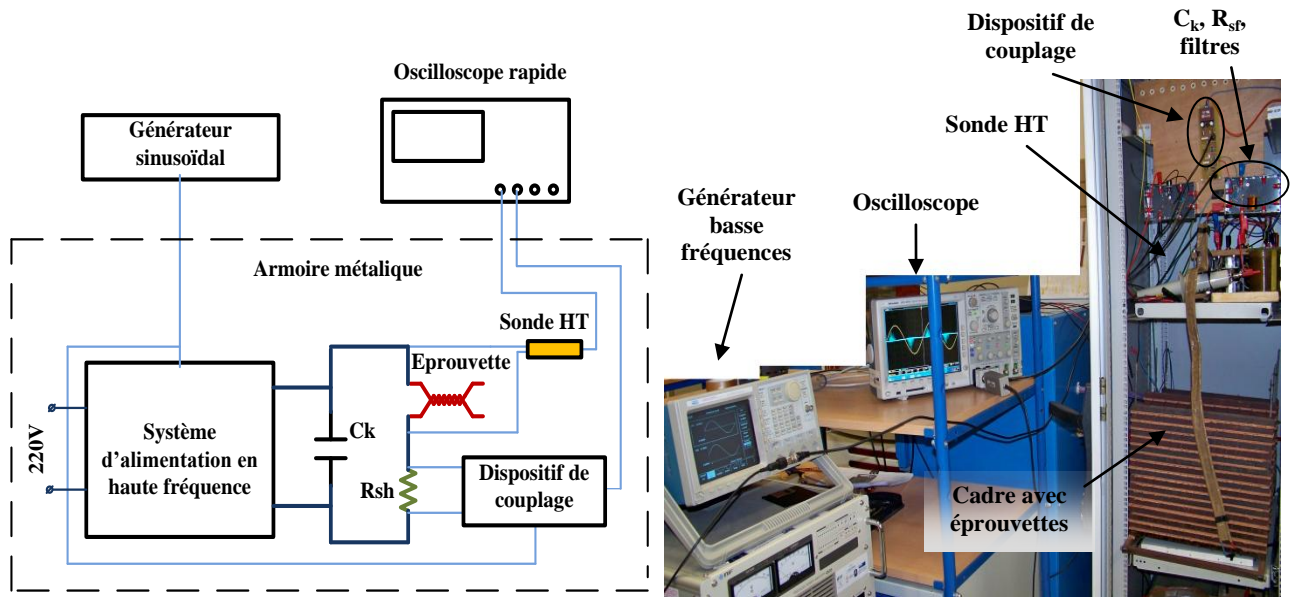


Figure II.11. Système de mesure du PDIV

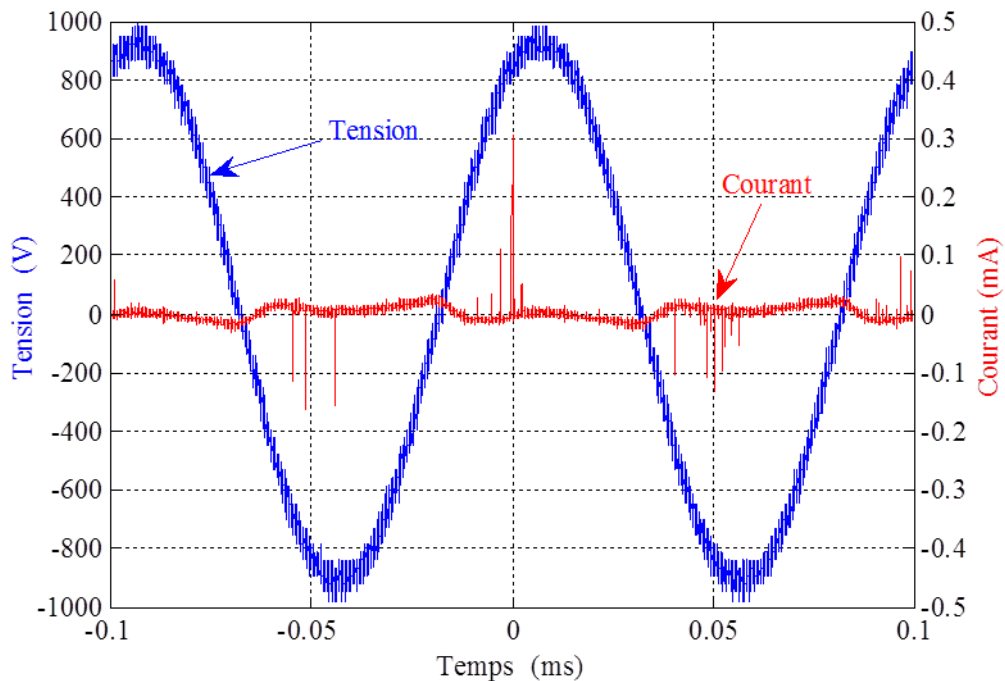


Figure II.12. Mesure des décharges partielles

Le système d'alimentation à 10 kHz comprend un amplificateur de puissance, un transformateur élévateur et un filtre passe bas. Le filtre évite tous risques de transmission des DP, qui pourraient exister dans le circuit d'alimentation extérieur.

La capacité  $C_k$  correspond en fait à la capacité de « couplage » indiquée dans la norme NF EN 60270 [N8]. Elle a une impédance négligeable par rapport à l'impédance de l'éprouvette. Dans le montage utilisé, elle permet, comme dans la norme, de créer un circuit pour la fermeture du courant électrique haute fréquence dû à la DP, avec une faible impédance (alimentation en tension).

La résistance Rsh est un shunt qui sert à la mesure du courant de DP. La tension mesurée à ses bornes inclut deux composantes. La première est la tension sinusoïdale de même fréquence que la tension d'alimentation et qui correspond au courant qui passe par la capacité de l'éprouvette. La seconde est impulsionnelle (hautes fréquences) et correspond au courant provoqué par la DP. La séparation de ces deux composantes (BF sinusoïdale et HF impulsionnelle) est faite avec des filtres passe haut qui coupent les signaux BF et laissent passer les signaux HF. Dans le cas d'une alimentation à 10 kHz, la fréquence de la composante sinusoïdale est relativement proche des celles qui caractérisent les impulsions des DP, le filtrage devient difficile.

Un dispositif de couplage spécial a été développé afin d'isoler les DP dans le signal brut, pour une tension d'alimentation à 10 kHz. Son schéma est présenté sur la Figure II.13. Ce dispositif permet d'éliminer la composante du courant à 10 kHz par la soustraction d'un signal, ajusté en phase, provenant du générateur. Ce circuit utilise le fait que le signal sinusoïdal est parfaitement déterministe et synchronisé avec le générateur externe alors que l'impulsion de courant issue de la DP a un caractère aléatoire. A la sortie de ce circuit, il ne reste que les signaux HF provoqués par les DP. Ce type de dispositif de couplage permet de s'affranchir de la composante sinusoïdale pour des mesures à différentes fréquences d'alimentation, avec des petits réglages de phase. Le soustracteur possède une bande passante adéquate pour transmettre les signaux rapides correspondants aux DP.

La connexion entre le dispositif de couplage et l'oscilloscope est assurée par un câble coaxial ayant une impédance caractéristique de 50 Ω. Pour éviter les phénomènes de réflexion multiples dans ce câble, il est adapté en impédances, une résistance de 50 Ω est mise en série en sortie du dispositif de couplage et l'oscilloscope est mis en mode de mesure avec une impédance interne de 50 Ω.

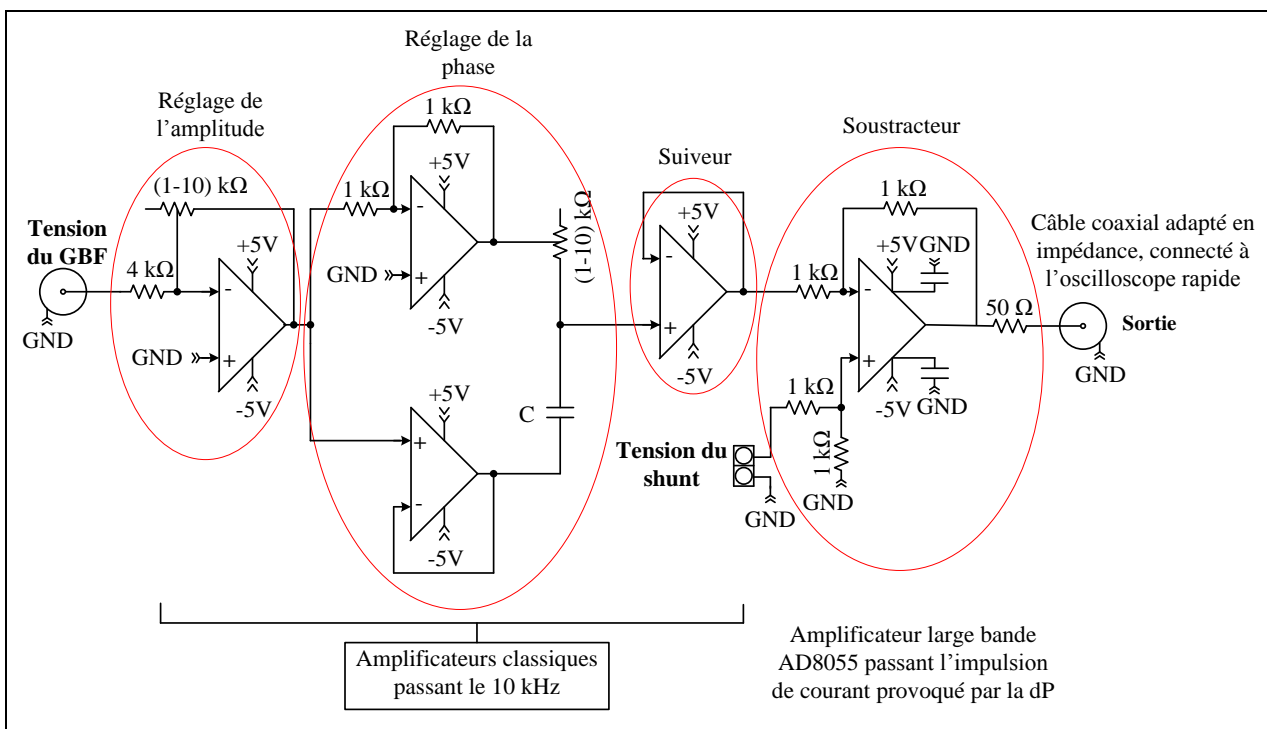


Figure II.13. Schéma du dispositif de couplage. Permet d'éliminer le signal sinusoïdal des impulsions de DP



Dans la littérature, les décharges partielles sont caractérisées par leur quantité de charge équivalente en pico-coulombs. Pour une mesure directe de l'impulsion du courant provoquée par la décharge, la charge apparente est obtenue par l'intégration de l'impulsion du courant.

Pour un circuit électrique donné, l'amplitude de l'impulsion de la décharge partielle est proportionnelle à sa charge équivalente, ce qui permet d'estimer directement la charge en mesurant la tension maximale de l'impulsion [KOL09]. Donc, le déclenchement de l'oscilloscope peut se faire sur les amplitudes des impulsions correspondant aux DP. Le schéma utilisé avec le dispositif de couplage basé sur la soustraction permet de faire le déclenchement de la mesure de DP à partir de 2 pC,

## II.6 Traitement des résultats

Pour tirer des résultats généraux d'essais qui présentent un certain caractère aléatoire, la loi des grands nombres est utilisée. Cette dernière exprime le fait que les caractéristiques d'un échantillon pris au hasard se rapprochent plus des caractéristiques moyennes de la population, lorsque le nombre d'échantillons est grand. Cette loi a servi comme critère de base dans le choix de soumettre 50 éprouvettes torsadées à des cycles de vieillissement accéléré pour chaque type et diamètre de fil. Avec un nombre d'éprouvettes torsadées élevées, la corrélation entre les mesures caractérisant le nouvel indicateur delta-C, le PDIV et le taux de défaillances est établie solidement.

La méthode de fabrication des éprouvettes est la même pour tous les types de fils, elle permet d'obtenir des éprouvettes avec des paramètres aussi proches que possibles. À titre d'exemple, la Figure II.14 représente la distribution des valeurs des capacités de 50 éprouvettes non vieilles faites avec le fil classique (PEI, PAI) Ø 0.85 mm. On voit que la première éprouvette a une capacité plus grande que les autres (19.9 pF pour de valeurs comprises entre 15.5 pF et 16.7 pF pour les autres). Cette éprouvette est éliminée des essais, elle est remplacée par une autre. La même procédure de tri est suivie pour la mesure du PDIV. Ainsi, on démarre les essais de vieillissement en embarquant 50 éprouvettes neuves quasiment identiques. Des petites différences entre les capacités des éprouvettes subsistent. Elles sont dues à l'imperfection de la fabrication manuelle. Cette différence n'est pas très importante dans notre cas, car on s'intéresse plutôt aux variations des paramètres qu'à leurs valeurs absolues.

Pour caractériser un groupe d'éprouvettes, la valeur moyenne des capacités est utilisée;

$$C_{moy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_i$$

avec N=50, pour chaque groupe d'essais.

Les écarts types sont calculés avec la relation :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (C_i - C_{moy})^2}$$

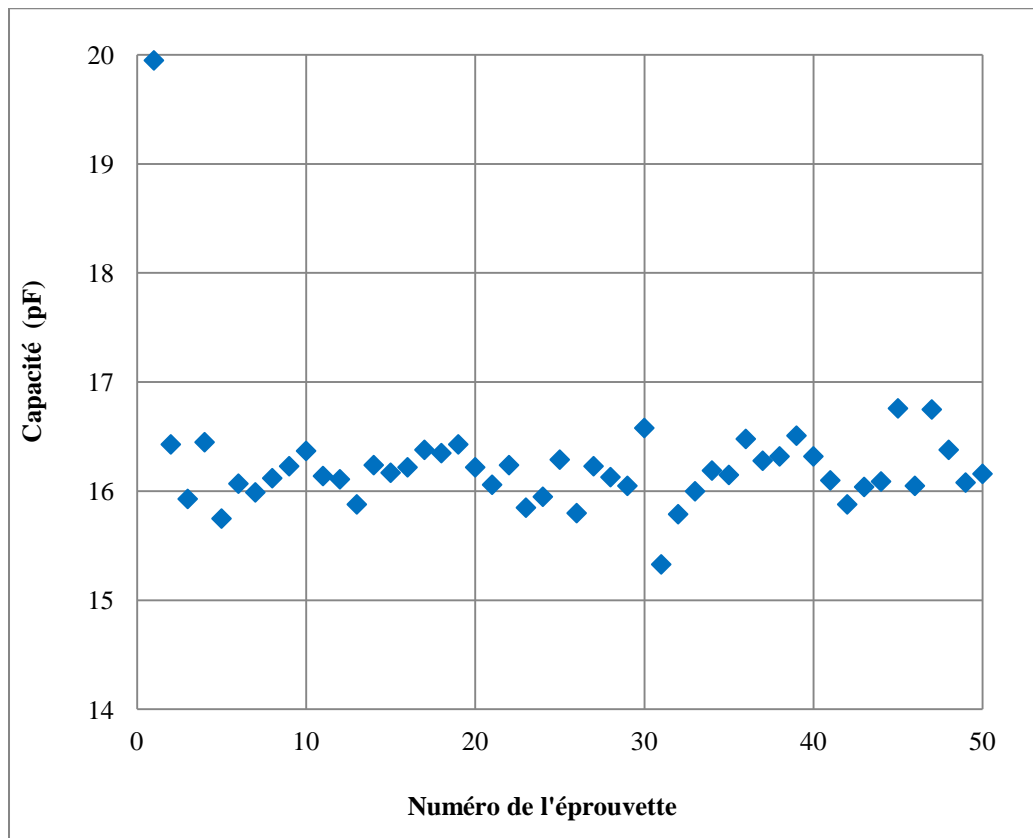


Figure II.14. Distribution des valeurs de la mesure de la capacité pour 50 éprouvettes en fil classique ( $\varnothing$  0.85 mm)

## II.7 Résultats des essais

Les essais sont réalisés selon le protocole défini précédemment (Figure II.6), en suivant la norme NF EN 60172. Les 300 éprouvettes du premier groupe sont installées dans le cadre métallique et sont soumises à une contrainte thermique caractérisée par des cycles d'une durée d'un jour (24 heures) à 280 °C. Par conséquent, les essais commencent sous la contrainte la plus sévère prévue par la norme, pour le type de fil utilisé (classe thermique 200 °C). Ceci provoque un vieillissement rapide de l'isolation des éprouvettes. La mesure de la capacité et du PDIV est faite avant et après chaque cycle thermique. Les valeurs moyennes des capacités de chaque groupe de 50 éprouvettes, leurs variations par rapport aux valeurs initiales (éprouvettes neuves) et leurs écart-types, sont calculés pour chaque type et diamètre de fil. Ces résultats sont synthétisés par les représentations graphiques des variations de la capacité et du PDIV de la Figure II.15. Les résultats détaillés sont donnés dans le Tableau B.1 de l'Annexe B.

La variation de la capacité et le PDIV sont représentés sur les figures en forme des courbes de tendance, les points de mesures sont également présentés. Ces courbes mettent en évidence la tendance globale de variation, sans prendre en compte certains phénomènes locaux, comme par exemple les phénomènes observés au début de vieillissement qui peuvent être remarqués sur les courbes des résultats des cycles thermiques à 280 °C en suivant les points de variation de la capacité.

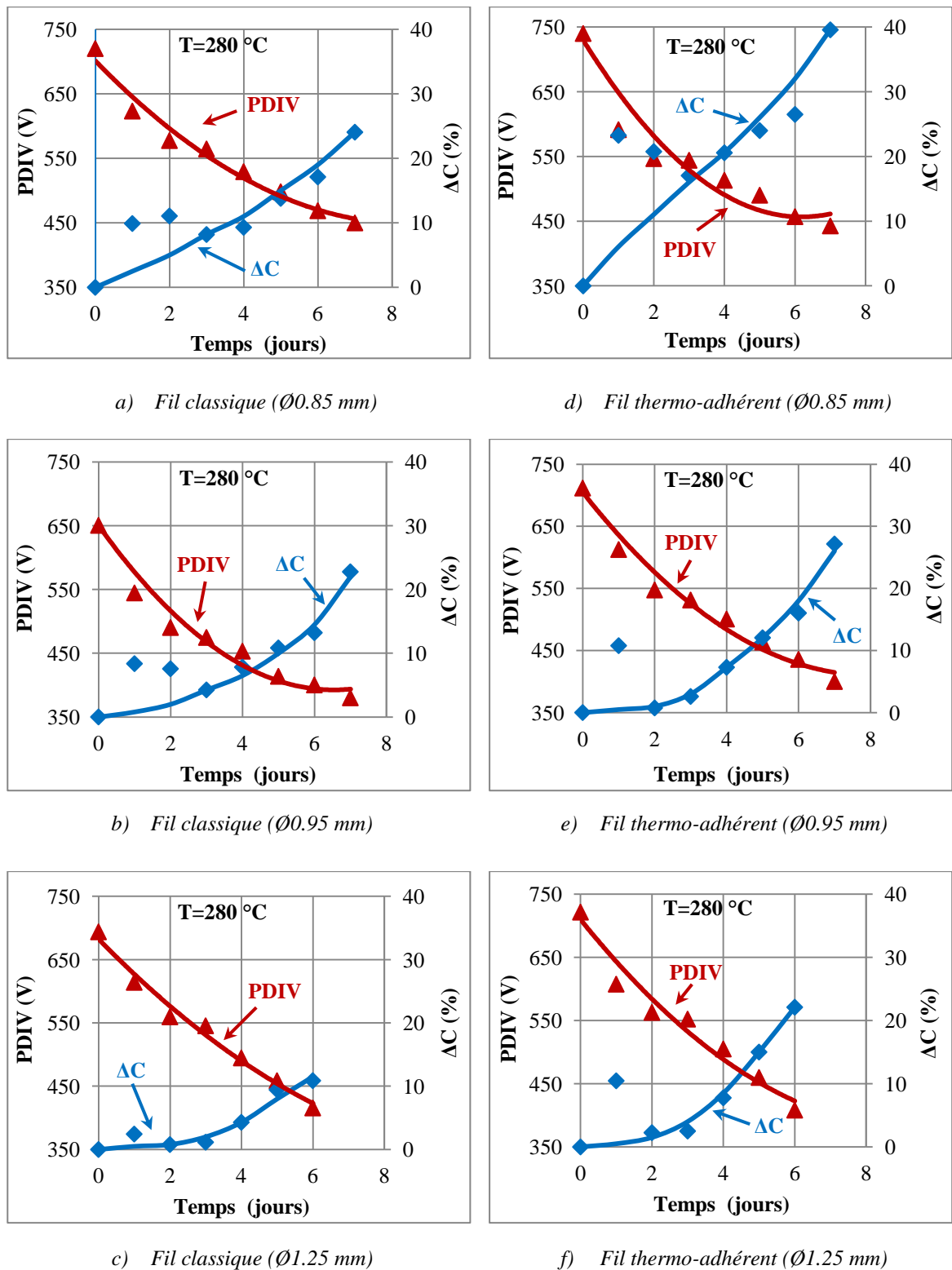


Figure II.15. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 1 jour à 280 °C

Les cycles de vieillissement sont arrêtés avant les dix cycles prévus par la norme à cause du grand nombre d'éprouvettes détruites lors de la mesure de PDIV. Pour interpréter ce résultat, un nouveau groupe d'essais avec la mesure du PDIV et de la tension de claquage a été fait. Ce groupe reprend la contrainte thermique de 10 cycles de 1 jour à 280 °C. Des éprouvettes thermo-adhérentes de diamètre 0.95 mm sont

utilisées. La Figure II.16 présente les résultats pour huit cycles. On observe une réduction du PDIV et une chute plus brutale de la tension de claquage. Après huit cycles, le claquage a lieu à des tensions très faibles de l'ordre de 400 V, alors qu'au début de l'essai la tension de claquage était de l'ordre de 12 kV. La tension de claquage diminue beaucoup plus vite que le PDIV, ainsi, après 7 à 8 cycles de 24 heures, les deux courbes se rejoignent. Le claquage direct a lieu avant l'apparition des DP, car le vieillissement des couches isolantes est extrême et il y a création d'un arc entre les fils de cuivre par les fissures de l'isolant.

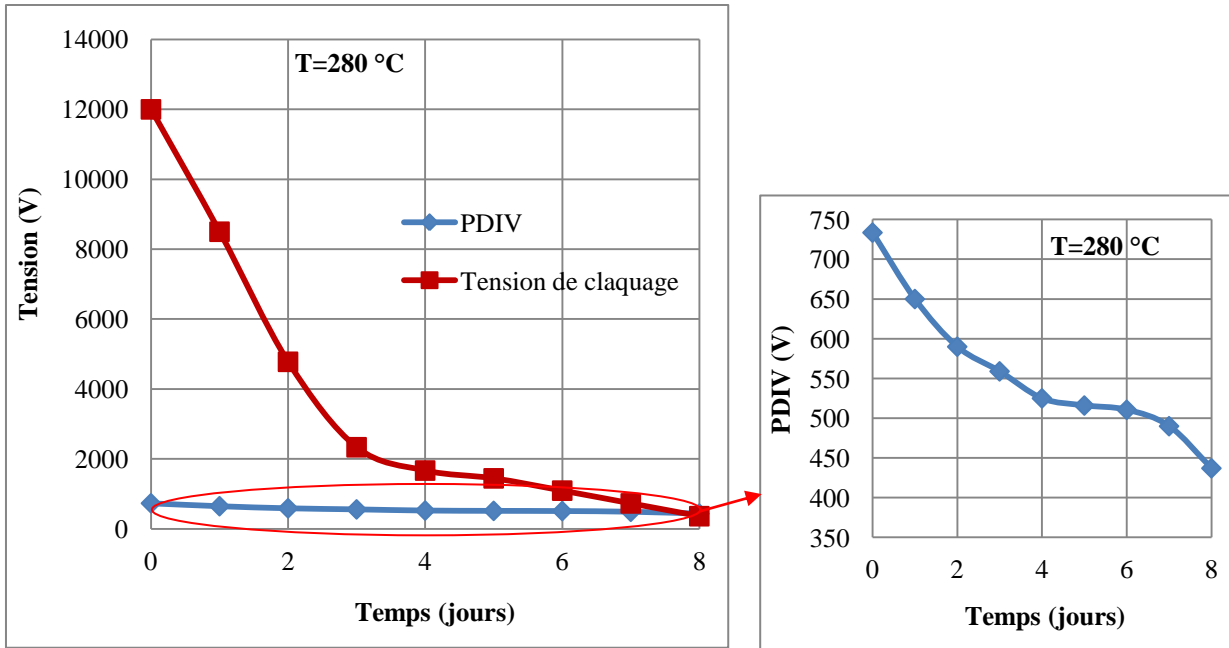


Figure II.16. Variation du PDIV et de la tension de claquage en fonction de la durée du vieillissement ( $T=280\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Cette constatation, en relation avec le grand nombre d'éprouvettes embarquées pour chaque essai, permet de définir un autre paramètre caractéristique du vieillissement : le taux de défaillance constaté lors de la mesure du PDIV. Le taux de défaillance est le rapport, exprimé en %, entre le nombre d'éprouvettes détruites et le nombre d'éprouvettes embarquées au début des essais qui est de 50.

La Figure II.17 représente le taux de défaillance de chaque groupe d'éprouvettes en fonction de la durée d'application de la contrainte thermique. Sur les mêmes figures, la variation de la capacité inter-spires est également présentée. Dans ce cas, la variation de la capacité peut être corrélée avec le pourcentage des éprouvettes défaillantes. Ceci donne des éléments pour fixer la valeur critique de variation de la capacité qui permettra de signaler le vieillissement de l'isolation.

Ce premier essai de vieillissement en cycles courts, sous une contrainte thermique sévère, montre que la capacité des éprouvettes augmente franchement au cours du vieillissement. Pour les éprouvettes thermocollées, on constate un phénomène un peu différent: une forte augmentation après le premier cycle suivi d'une diminution. Pour interpréter ces phénomènes, il est nécessaire de disposer de plus de données avec des contraintes thermiques plus faibles sur des cycles plus longs et donc plus proches de l'utilisation normale des fils

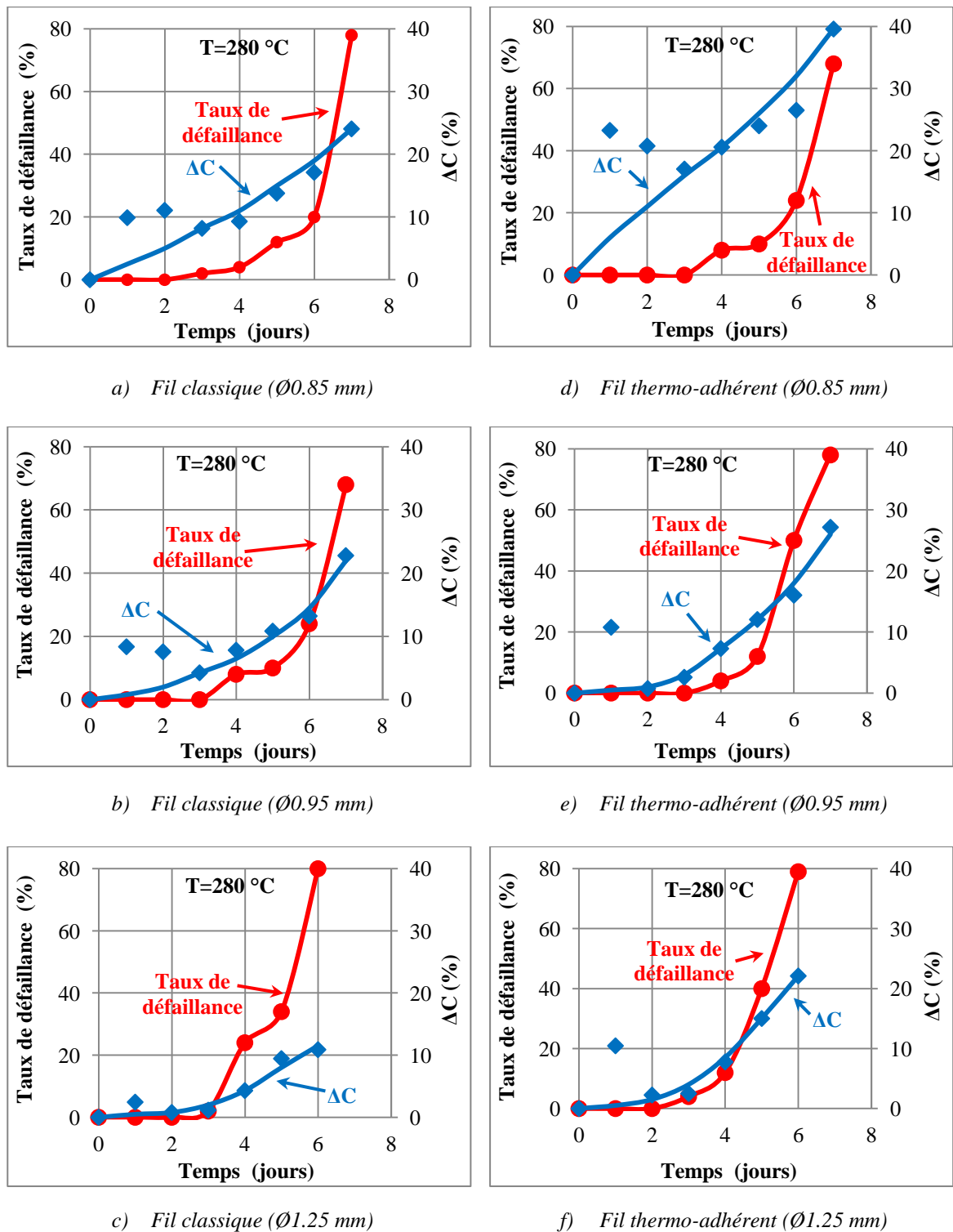
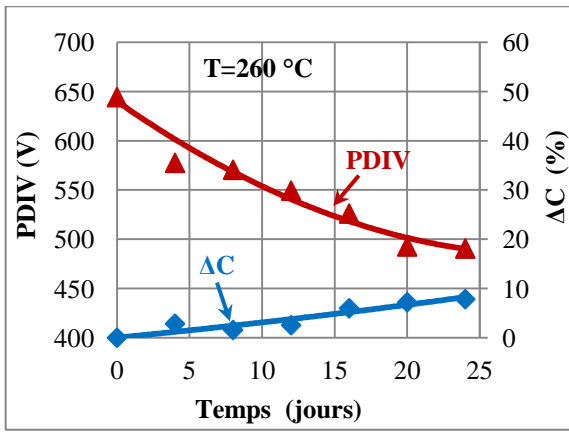
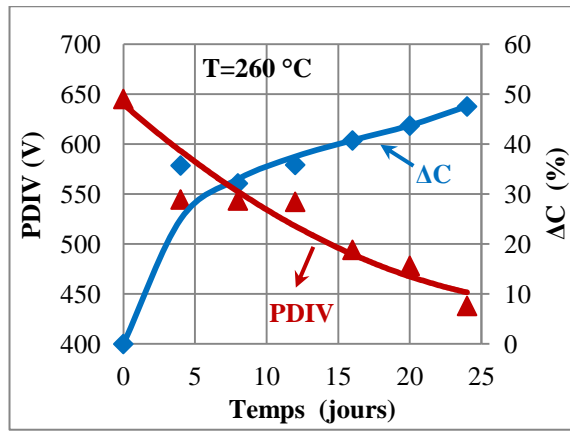


Figure II.17. Variation de la capacité et du taux de défaillance en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 1 jour à  $280\text{ °C}$

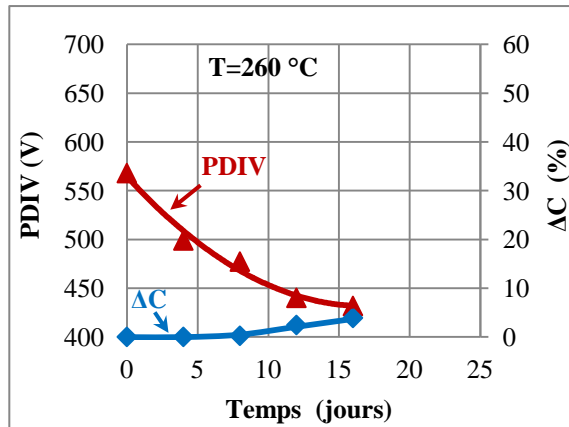
Le deuxième groupe d'essais est soumis à des cycles d'une durée de 4 jours (96 h) à une température de  $260\text{ °C}$ . Les variations de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour chaque fil, sont présentées sur la Figure II.18. Les moyennes des résultats, leurs variations et écart-types pour ce groupe d'essais sont, présentés dans le Tableau B.2 de l'Annexe B.



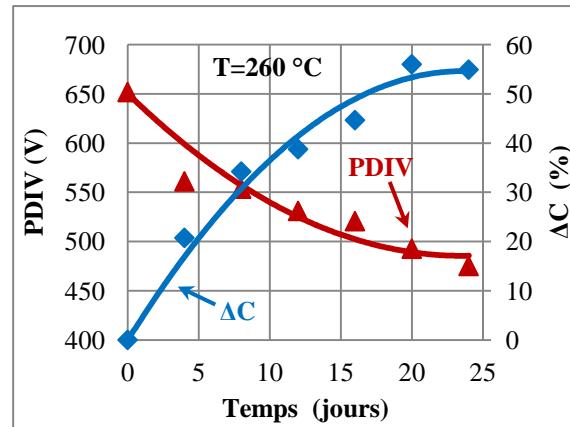
a) Fil classique (Ø0.85 mm)



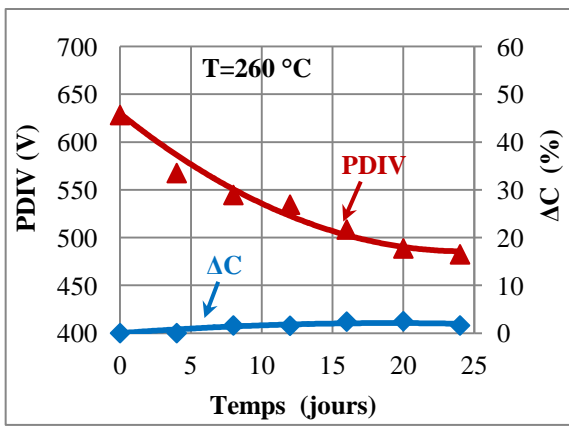
d) Fil thermo-adhérent (Ø0.85 mm)



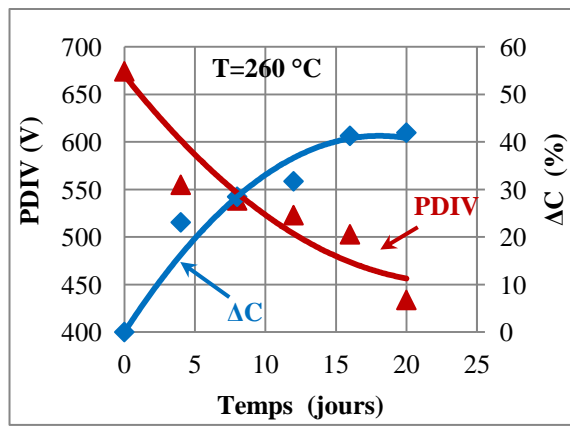
b) Fil classique (Ø0.95 mm)



e) Fil thermo-adhérent (Ø0.95 mm)



c) Fil classique (Ø1.25 mm)



f) Fil thermo-adhérent (Ø1.25 mm)

Figure II.18. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 4 jours à 260 °C

Le taux d'éprouvettes défailtantes en fonction de la durée du vieillissement est présenté aussi pour une contrainte thermique de 260 °C (Figure II.19). Ce second groupe d'essais montre une nette différence entre les augmentations relatives de la capacité des éprouvettes réalisées avec le fil thermo-adhérent et les autres. Pour les éprouvettes en fil thermo-adhérent, la variation de la capacité constatée après le premier cycle est plus importante que les autres. Cette constatation nous a amené à changer un peu la procédure pour le

troisième essai car il semble que l'opération de thermocollage réalisée ne soit pas complète. Après leur préparation, les éprouvettes sont chauffées pendant 24 heures à 200 °C pour s'assurer que les réactions chimiques de collage soient bien terminées et ne faussent pas les résultats du 1<sup>er</sup> cycle de vieillissement. La capacité et le PDIV sont mesurés, après ce cycle initial, pour chaque éprouvette. Ce sera le premier point de mesure correspondant à des éprouvettes neuves.

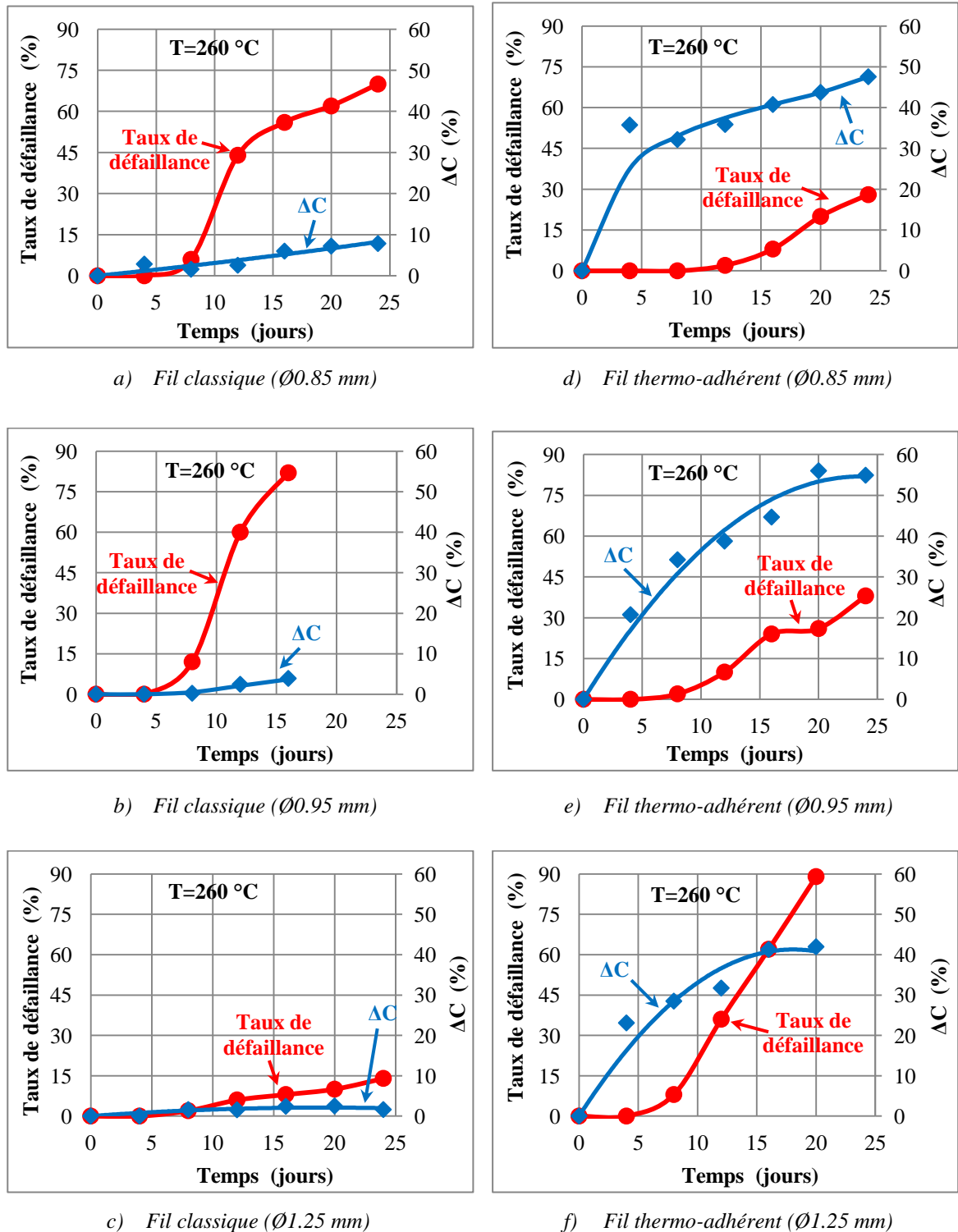


Figure II.19. Variation de la capacité et du taux de défaillance en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 4 jours à 260 °C

Le troisième groupe d'essais est vieilli sous une contrainte thermique à 240 °C pour des durées de 14 jours/cycle (336 h). Cette température est plus proche de la classe thermique du fil, les durées des cycles thermiques sont donc beaucoup plus importantes. Par conséquent, la durée totale de cet essai est très longue. Les résultats de vieillissement sont présentés sur les Figures II.20 et II.21 et aussi dans le Tableau B.3 de l'Annexe B.

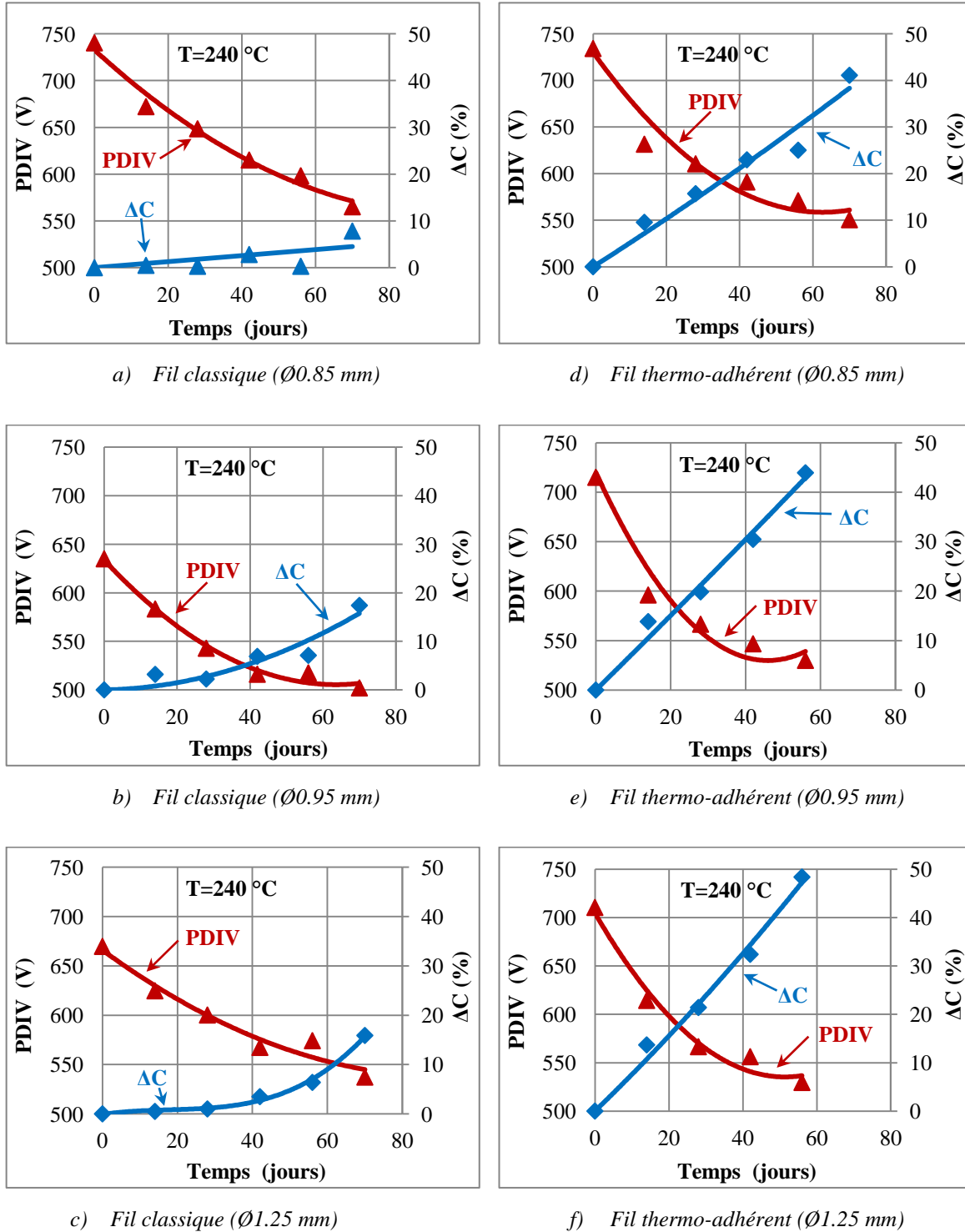


Figure II.20. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 14 jours à 240 °C



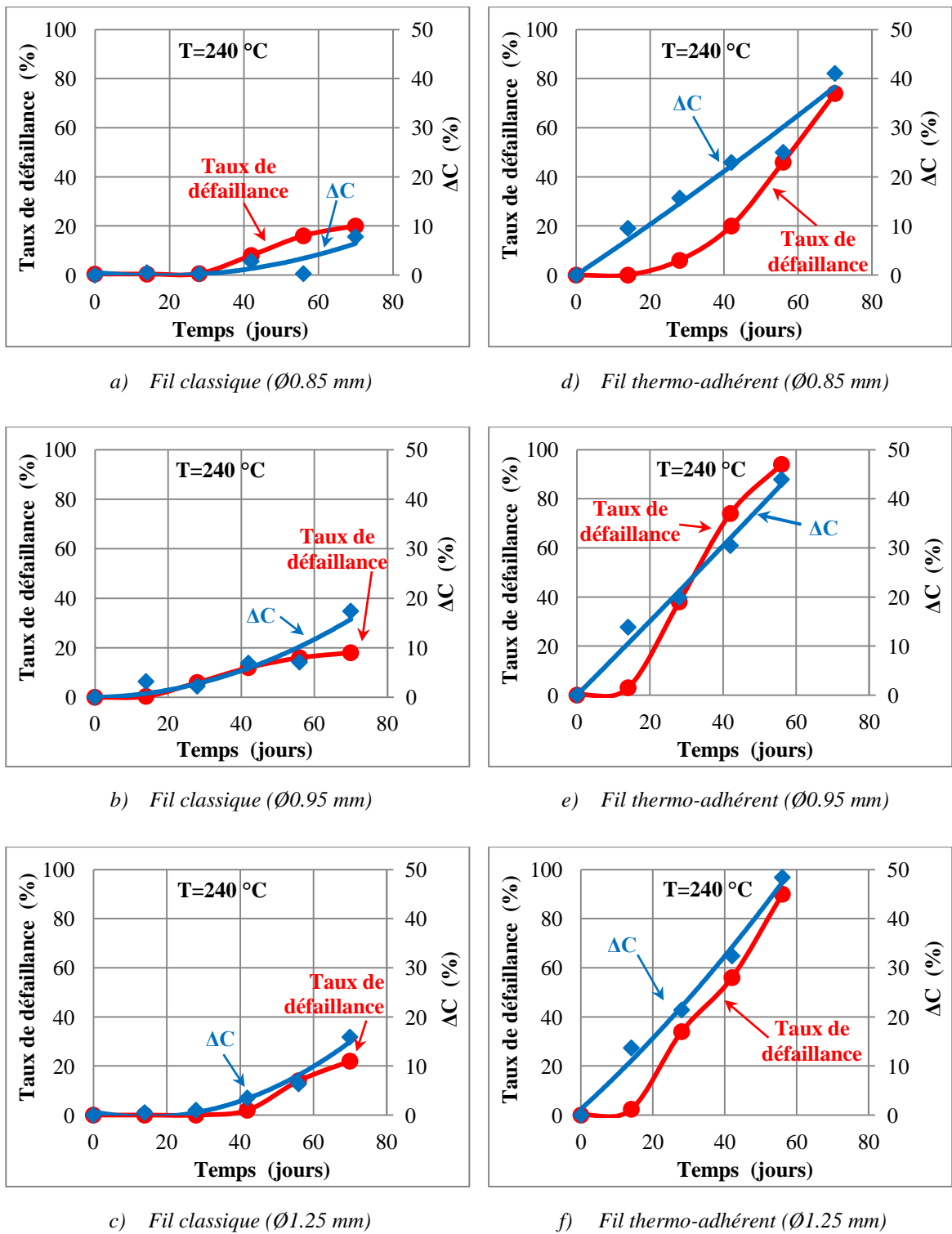


Figure II.21. Variation de la capacité et du pourcentage des défauts en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 14 jours à 240 °C

## II.8 Analyse et interprétation des résultats

Les résultats présentés au paragraphe précédent correspondent à des moyennes faites sur de nombreuses éprouvettes torsadées : 50 par type de fil et par diamètre, soit 300 éprouvettes au total. La première constatation est une tendance nette à l'augmentation du nouvel indicateur delta-C en fonction du temps pendant lequel les éprouvettes sont soumises à un vieillissement accéléré, pour le fil thermo-adhérent. Pour le fil classique, l'augmentation est nettement plus faible avec des variations difficiles à corrélérer avec le PDIV et le taux de défaillance [SAV11-1, SAV13-1].

Les essais ont été conduits en respectant la norme NF EN 60172, elle-même basée sur la loi d'Arrhenius qui décrit la cinématique des réactions chimiques, et qui a des limites bien connues liées au fait que la réaction ne doit pas faire intervenir de changement de phase [CEL05]. Les taux de défaillances élevés constatés montrent que la norme impose des contraintes très sévères exprimées en terme de  $\text{Température} \times \text{durée}$  des cycles.

Malgré ces contraintes, les faibles valeurs des écarts types calculés sur les 50 échantillons embarqués montrent que les essais ont été réalisés avec une rigueur suffisante. La Figure II.22 représente les résultats des mesures de la capacité en valeurs absolues, encadrées par les écarts-types pour le fil de  $\varnothing 0.95$  mm, correspondant au diamètre intermédiaire, pendant le cycle thermique à  $240^\circ\text{C}$ . Les résultats sont similaires pour les autres diamètres.

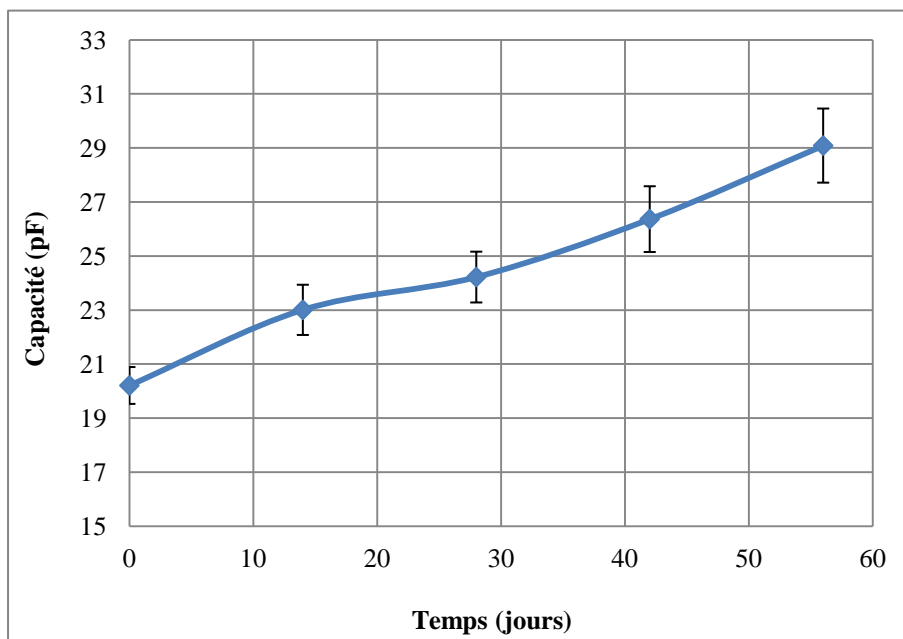


Figure II.22. Variation de la capacité des éprouvettes avec fil thermo-adhérent de diamètre  $\varnothing 0.95$  mm pendant les cycles de 14 jours à  $240^\circ\text{C}$

Par ailleurs, l'évolution des capacités de chaque éprouvette avec la durée du vieillissement est suivie. Sur la Figure II.23, on montre l'évolution de la capacité de 5 éprouvettes prises au hasard du groupe des éprouvettes de diamètre 0.95 mm, qui ont subies un vieillissement thermique à  $240^\circ\text{C}$ . On remarque la même tendance de variation de chaque éprouvette que leur moyenne présentée sur la Figure II.22.

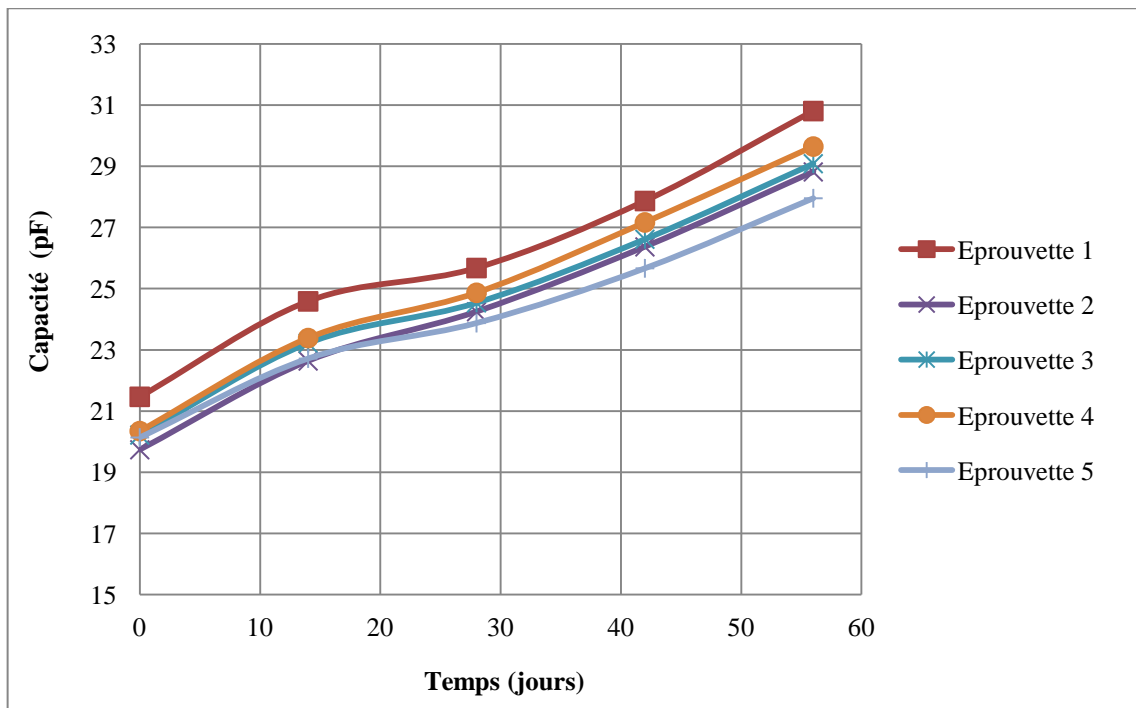


Figure II.23. Variations de la capacité de cinq éprouvettes torsadées prises au hasard du groupe d'éprouvettes qui ont subi le vieillissement à 240 °C

Les résultats obtenus pour la température la plus basse (240 °C) et des cycles longs (14 jours/cycle) sont les plus représentatifs du vieillissement naturel du SIE d'une machine réelle soumise à une température inférieure à sa classe d'isolation. Ces résultats seront donc principalement utilisés pour l'interprétation générale et le calcul des seuils nécessaires à la définition du nouveau système de surveillance proposé. Les résultats obtenus pour des températures plus élevées et des cycles plus courts sont cependant très utiles pour valider l'ensemble des essais et montrer la cohérence des résultats, comme le précise l'esprit de la norme utilisée. En effet, les résultats montrent que le PDIV varie dans des fourchettes similaires pour les trois essais.

Les taux de défaillance importants obtenus pour chaque essai après un nombre de cycle similaire montre également que le produit Température×durée des cycles, qui est l'élément central de la norme, est bien représenté.

### II.8.1 Phénomènes généraux

Les mécanismes du vieillissement thermique des couches isolantes à base des polymères sont caractérisés par différents phénomènes qui interviennent dans différentes parties du polymère [VER02-1, VER02-2]. Ils peuvent être regroupés en trois catégories.

La première catégorie regroupe les phénomènes liés à la migration du cuivre à l'intérieur de l'isolant et la formation de l'oxyde de cuivre à la surface de contact entre le cuivre et le polyester-imide lorsque le fil est soumis à une température supérieure à 180 °C [MAH02]. L'oxyde de cuivre formé est le résultat de la réaction chimique entre les atomes de cuivre avec ceux de l'oxygène de la matrice du polymère au niveau de

la paroi du diélectrique. Dans une autre publication [MAT08], il est expliqué que la grande conductivité du cuivre et de l'oxyde de cuivre formé au niveau de l'interface cuivre/polymère, provoque une diminution de l'épaisseur globale de l'isolant. D'autre part, les charges électriques libres dans le cuivre bombardent les chaînes du polymère en transmettant suffisamment d'énergie pour briser certaines liaisons de valence. Ainsi, des cavités microscopiques sont formées sur la surface de contact cuivre-polymère [DIS08], ce qui conduit une fois de plus à la diminution de l'épaisseur de l'isolant. Elles peuvent aussi causer des intensifications locales du champ électrique qui agit sur l'initiation des décharges partielles. La diminution de l'épaisseur de l'isolant influence directement l'augmentation de la capacité des éprouvettes et par conséquent, de la capacité inter-spires du bobinage des machines électriques.

Un deuxième phénomène de vieillissement a lieu à l'intérieur de l'isolant. Les cycles thermiques accélèrent les procédés physiques et chimiques du vieillissement de tous les polymères, en agissant principalement sur la rupture des liaisons de valence entre les atomes des chaînes organiques et le mouvement par diffusion des radicaux libres dans les chaînes des polymères [DIS08, VER02-1].

Par ailleurs, des études menées sur des isolants des fils en polyester-imide (PEI) et en polyamide-imide montrent que le PEI est moins stable que le PAI en haute température. Par conséquent, le PEI se dégrade plus facilement et plus rapidement [AYM07, DIA09]. Dans le cas du PEI, les études d'Araki et d'Aymonino [ARA93, AYM07] montrent que le mécanisme chimique de vieillissement thermique peut être la rupture des liaisons imides et ester, résultant en une décomposition de la structure moléculaire et la formation du phénol, aniline et cyano-benzène.

Une troisième raison qui conduit à fragiliser l'isolant est l'oxydation externe, qui mène à une augmentation de la rugosité et à la formation de cavités sur la surface de l'isolant [DIS08]. En effet, la diminution globale de l'isolant a lieu. Une autre étude montre qu'au cours du vieillissement, il se constitue une couche mince et continue sur les surfaces des matériaux [TRA06]. Trabelsi affirme aussi que le cœur du matériau n'est pas affecté par l'oxydation dans le cas d'échantillons épais. Par ailleurs, il démontre que cette couche externe formée, détermine la diminution de la vitesse de l'oxydation. D'autre part, la formation de la couche oxydée peut s'accompagner de l'apparition de craquelures superficielles qui mènent vers l'intérieur le processus de dégradation par oxydation [ALE78].

Un autre phénomène qui est évoqué dans la littérature scientifique pour caractériser le vieillissement thermique est la perte de masse des isolants [DIA09, VER02-2]. La perte de masse est un résultat du phénomène d'oxydation. C'est un paramètre qui permet de quantifier les modifications au cours de vieillissement [COL99, DIS08].

Les cycles thermiques introduisent un mécanisme de vieillissement lié à la dilatation et la contraction du matériau conducteur (cuivre) et des couches de l'isolation. Cet effet mécanique, est plus important après un certain nombre de cycles quand la couche de PEI durcit pendant le vieillissement thermique. Aux contraintes mécaniques dues aux dilatations s'ajoutent celles résultant des forces de compression appliquées entre les fils des éprouvettes torsadées pendant leur fabrication. Leur action sur des couches isolantes fragilisées mécaniquement par les contraintes thermiques conduit à la formation des microfissures internes jusqu'à

l'apparition des fissures macroscopiques [MOR05-2] qui servent comme endroits favorables pour l'amorçage des DP et peuvent continuer jusqu'au claquage.

Pour mettre en évidence l'effet du vieillissement thermique sur les caractéristiques mécaniques de l'isolation des fils, des éprouvettes en fil thermo-adhérent de diamètre 0.95 mm sont vieilles thermiquement sur différents nombre de cycles de 1 jour à 280 °C. Elles sont pliées au milieu. Le résultat est présenté sur la Figure II.24. Les éprouvettes en fil classique montrent des résultats analogues. Au début, avant le vieillissement, l'isolation des éprouvettes a un certain degré d'élasticité ; l'isolation reste en bon état, sans créer de fissures. Plus les éprouvettes sont vieilles, plus elles deviennent fragiles et créent des fissures lors du pliage. Donc, la contrainte thermique a conduit à une fragilisation mécanique de l'isolation de l'éprouvette et par la suite, à sa destruction.



a) *Éprouvette neuve*



b) *Après 1 jour à 280 °C*



c) *Après 2 jours à 280 °C*



d) *Après 5 jours à 280 °C*



e) *Après 7 jours à 280 °C*



f) *Après 8 jours à 280 °C*

Figure II.24. *Éprouvettes en fil thermo-adhérent après différentes durées de vieillissement*

## II.8.2 Phénomènes liés à la géométrie des éprouvettes

Les éprouvettes torsadées sont réalisées en appliquant une force sur les fils et en faisant tourner une des extrémités de l'éprouvette. Cette opération cause une déformation permanente des fils de l'éprouvette. Lors de la fabrication de l'éprouvette, on voit bien que la limite élastique est dépassée car la manivelle fait environ 1/2 tour en sens inverse quand on la relâche. Cette opération provoque une contrainte qui plaque les deux fils de l'éprouvette l'un contre l'autre. Donc, toute réduction de masse de l'isolant conduit à une diminution de la distance entre les parties conductrices des fils d'où l'augmentation de la capacité. En même temps, la diminution de l'épaisseur de l'isolation et l'apparition de différents défauts sur la surface et l'intérieur de l'isolant provoque la diminution observé du PDIV et crée aussi des points faibles où le champ électrique s'intensifie pour conduire par la suite au phénomène de claquage.

Une différence évidente entre le fil classique et le fil thermo-adhérent est observée après les différents cycles de vieillissements thermiques, sous les trois températures. Ainsi, les augmentations des capacités inter-spires des éprouvettes thermo-adhérentes sont assez cohérentes et atteignent des variations importantes. Pour les mêmes durées et températures, les capacités des éprouvettes classiques varient de manière incohérente et l'augmentation est beaucoup moins importante. Ces différences peuvent être expliquées grâce à la distribution du champ électrique entre deux fils classiques et entre deux fils thermo-adhérents. Des simulations faites avec FEMM permettent de mieux comprendre les phénomènes. Les résultats sont donnés à la Figure II.25. Pour cette illustration la différence de potentiel entre les fils est fixée à 1 V, elle correspond à la différence de potentiel appliquée par l'appareil de mesure de la capacité.

Sur la Figure II.26, les points A et B représentent les points de mesure de la capacité entre les deux fils de l'éprouvette. La capacité  $C_{dx}$  représente la capacité caractérisée par l'isolation du fil au niveau de la zone de contact avec le fil adjacent. Les deux couches d'isolation du fil classique (PEI et PAI) sont caractérisées par une seule capacité (capacité du diélectrique  $C_{diél}$ ) en considérant qu'elles ont les mêmes variations durant le vieillissement. Autour de la zone de contact, la capacité  $C_1$  représente l'air entre les deux fils pour les éprouvettes classiques, et la couche de polyamide aromatique, pour les éprouvettes thermo-adhérents.

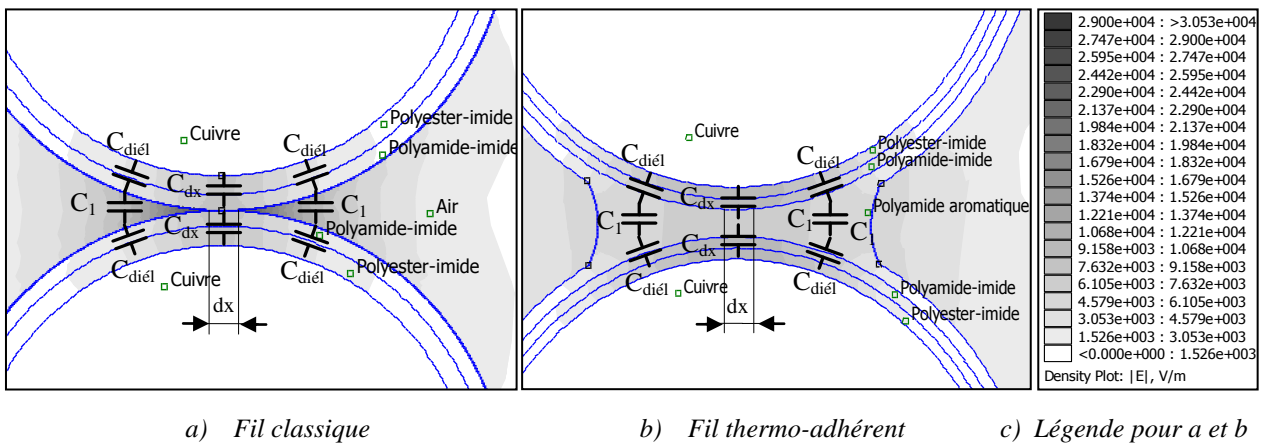


Figure II.25. Exemple de distribution du champ électrique entre 2 fils classiques (a) et 2 fils thermo-adhérents (b) (Tension appliquée égale à 1 V)

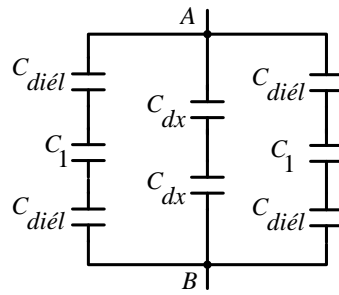


Figure II.26. Schéma équivalent de la capacité mesurée sur une éprouvette

Les contraintes thermiques appliquées contribuent au vieillissement de l'ensemble des polymères, donc, des deux couches d'isolation de base et de la couche thermo-adhérente. Il en résulte une augmentation de la capacité  $C_{dx}$  et  $C_{diél}$  (Figure II.26). La capacité  $C_1$ , représentant l'air entre les fils, dans le cas des fils classiques reste constante, l'air n'étant pas influencé par les phénomènes de vieillissement thermique. Dans le cas des fils thermo-adhérents la capacité  $C_1$  est caractérisée par la thermo-couche en polymère qui est soumise au vieillissement ; cette capacité augmente au cours du temps.

La variation de la capacité équivalente mesurée entre les points A et B de la Figure II.26, suite à la mise sous contrainte thermique des éprouvettes en fil classique, est déterminée par la variation des capacités  $C_{dx}$  et de  $C_{diél}$ . La capacité  $C_{dx}$  est de petite valeur car elle est caractérisée par une petite surface de contact entre les fils. Par conséquent, sa variation avec le vieillissement ne peut pas créer des grandes variations sur la capacité globale. La capacité  $C_1$  est beaucoup plus petite que  $C_{diél}$  ; les branches latérales du schéma équivalent n'influent donc quasiment pas sur la valeur globale mesurée entre A et B.

Dans le cas des éprouvettes en fil thermo-adhérent, le comportement de la capacité  $C_{dx}$  reste le même et l'influence sur la variation globale aussi. Par contre, la capacité  $C_1$  varie avec le vieillissement et détermine des importantes variations de la capacité globale de l'éprouvette.

La majorité des moteurs électriques basses tensions utilisés dans l'industrie ont un bobinage réalisé avec du fil classique. Ils sont imprégnés avec un vernis qui permet de maintenir le bobinage dans les encoches et donne une cohérence mécanique qui permet de subir les vibrations en limitant leurs effets mécaniques néfastes. L'imprégnation idéale jusqu'au cœur des bobines est difficile, les procédés d'imprégnation sont chers et polluants, ce qui conduit à l'utilisation assez fréquente des bobines en fil thermo-adhérent. Le vernis d'imprégnation pourrait conduire à l'augmentation de la capacité inter-spires des bobines lors du vieillissement exactement comme les couches des polymères du fil thermo-adhérent. Dans ce cas, la capacité pourrait être définie comme indicateur de vieillissement pour les fils classiques imprégnés. Il est impossible de vérifier l'application du nouvel indicateur de vieillissement sur des éprouvettes imprégnées, car des expériences préliminaires ont montré un PDIV nettement plus élevé et non représentatif de celui mesuré sur des moteurs réels. En effet, l'imprégnation d'une éprouvette torsadée par trempage provoque un apport important de vernis au voisinage de la ligne de contact des conducteurs. Des forces de capillarité retiennent

le vernis dans cette zone. L'imprégnation est donc de très bonne qualité, quasiment idéale, bien supérieure à ce qu'il est possible d'obtenir avec les meilleurs procédés d'imprégnation des bobinages des moteurs électriques. Pour vérifier l'applicabilité du nouvel indicateur sur les bobinages en fil classique et imprégnés, des essais de vieillissement sur des petites bobines de ce type ont été faits. Cette étude sera présentée dans le chapitre III.

Si on reprend la Figure II.25, on constate une différence entre la distribution du champ électrique entre les deux fils classiques et ceux thermo-adhérents. Entre deux fils classiques côte-à-côte, il y a une concentration du champ électrique qui crée une zone « faible » qui favorise l'apparition des décharges partielles. Ce n'est pas le cas pour le fil thermo-adhérent où l'espace entre les fils est rempli avec le polyamide aromatique (la couche thermo-adhérente) qui a une permittivité relative d'une valeur proche de celle des couches de base. Ainsi, dans le cas des éprouvettes en fil classique, la probabilité d'apparition des décharges partielles, est plus grande dans la zone où est concentré le champ électrique (Figure II.25), donc, autour du point de contact entre les fils. Par contre, pour le fil thermo-adhérent, l'espace entre les fils est rempli du polyamide aromatique. Autour de cette zone le champ électrique est beaucoup moins intense.

## II.9 Conclusion

Ce chapitre présente une étude expérimentale du comportement de l'isolation du fil émaillé standard lors de son vieillissement accéléré par des cycles thermiques. Les procédures sont bien définies par les normes actuelles. Le PDIV est utilisé comme paramètre principal capable de caractériser le vieillissement du fil de bobinage. En effet, pour définir la variation de la capacité comme nouvel indicateur, il est fondamental de corréler l'indicateur delta-C avec un paramètre classique qui déclenche un phénomène bien connu : l'accélération très rapide du vieillissement en présence des DP.

Deux types de fil de bobinage des machines de 3 diamètres différents font l'objet d'une étude approfondie des couches organiques. Les essais ont mis en évidence un phénomène important durant le processus de vieillissement : le PDIV diminue et la capacité inter-spires augmente pour des fils dotés d'une couche thermo-adhérente. Delta-C peut alors être définie comme un bon indicateur de vieillissement. Cependant, l'augmentation de la capacité du fil classique est beaucoup plus petite et la corrélation avec la réduction du PDIV n'est pas établie aussi clairement; pour le fil classique non imprégné le nouvel indicateur delta-C ne fonctionne pas.

L'utilisation des moteurs avec un bobinage en fil classique est très importante dans l'industrie, mais ils sont toujours imprégnés avec un vernis à base de polymères. Ce vernis peut jouer le même rôle de la couche thermo-adhérente sur la variation de la capacité avec le vieillissement. Cela sera vérifié dans le chapitre suivant, en utilisant des bobines.

En outre, la diminution du PDIV et l'augmentation du nombre des échantillons défectueux, permettent de fixer une valeur critique de la capacité inter-spires. Cette valeur doit correspondre à une valeur critique du PDIV proche de l'amplitude de la tension appliquée à l'enroulement, ou à un certain pourcentage



d'éprouvettes défaillantes, qui dépendra de l'exigence en fiabilité du domaine d'utilisation. Cette valeur de la capacité critique peut être utilisée dans un système de surveillance afin de prévenir d'éventuels défauts.

La valeur critique de la variation de la capacité peut être fixée à 20 % pour le fil thermo-adhérent, suite aux résultats des essais de vieillissement effectués. Les résultats des tests sous la température la plus basse, donc, plus proche de la classe thermique d'isolation du fil, sont utilisés. Le seuil de 20 % correspond à des PDIV de l'ordre de 550 V en valeurs efficaces et à des pourcentages des défaillances inférieurs à 50 %.

Pour établir une valeur critique plus précise, il est nécessaire de faire plusieurs groupes d'essais, proches des conditions normales de fonctionnement des machines électriques, avec des températures plus basses et des cycles plus longs. Ces campagnes expérimentales très longues ne sont pas nécessaires si on utilise la notion de retour d'expérience sur un parc de machines surveillées qui fonctionnent dans des conditions industrielles normales.

Il faut cependant noter que le nouvel indicateur delta-C est réservé aux machines étanches qui possèdent des bobinages propres dépourvus d'eau et de poussières qui ont d'autres facteurs susceptibles de faire varier les capacités inter-spires. En pratique, la plupart des machines électriques récentes sont étanches.



### ***III Surveillance des machines électriques***



## III.1 Introduction

L'utilisation des variations de la capacité inter-spices des bobinages des moteurs électriques comme nouvel indicateur de vieillissement n'est intéressante que si elle peut être appliquée par un système de diagnostic. Le nouvel indicateur delta-C a été défini et validé par une campagne de vieillissement accéléré suivant des cycles thermiques normalisés, appliqués sur un grand nombre d'éprouvettes torsadées conçues pour tester le fil émaillé standard largement utilisé pour bobiner des machines électriques. En effet, le vieillissement des couches organiques isolantes se traduit par une augmentation significative de la capacité entre les fils. Ces résultats acquis sur des éprouvettes torsadées laissent à penser que la capacité inter-spices des machines suivra la même tendance. Par conséquent, la variation de la capacité inter-spices des bobinages déterminera des variations pour certaines fréquences de résonance au cours du vieillissement [PER07]. Ceci ouvre une nouvelle voie d'étude pour la définition d'un nouveau système de diagnostic basé sur l'analyse des variations des fréquences de résonance, au cours du temps de fonctionnement de la machine électrique.

Afin de mettre au point un système de surveillance de l'état de l'isolation du bobinage, basé sur le nouvel indicateur delta-C, il est nécessaire de trouver un moyen de diagnostic, simple, réalisable et non intrusif. Deux solutions et leurs limites sont proposées. La première solution consiste à analyser la réponse en fréquence d'une bobine seule, la seconde prend en considération le câble d'alimentation qui relie le bobinage du moteur au convertisseur.

Ce chapitre est divisé en quatre parties principales. Au début, la définition du système de diagnostic des machines électriques est proposée. Par la suite, le système est divisé en deux éléments principaux : la bobine et le câble qui la connecte au convertisseur. Ainsi, le comportement de chaque élément avec le vieillissement est analysé. Ces informations sont utilisées par la suite dans la quatrième partie du chapitre qui consiste en une étude du comportement HF du système par simulation avec l'outil numérique PSpice et une interface développée au LSEE [MIH11-3].

Il est difficile de faire vieillir des moteurs entiers en nombre suffisant ; les essais sous contraintes thermiques sont réalisés sur un nombre significatif de bobines de petites tailles. Pour faire des essais reproductibles, les bobines sont ordonnées: chaque spire du bobinage a une place bien déterminée. L'aspect aléatoire des bobinages de certaines machines électriques n'est pas pris en compte, car ses disparités intrinsèques imposent de conduire les essais sur un nombre beaucoup plus important de bobines, pour pouvoir établir des moyennes représentatives des phénomènes que l'on souhaite étudier.

Les tests de vieillissement effectués sur les bobines permettent de confirmer l'applicabilité du nouvel indicateur de vieillissement delta-C validé dans le deuxième chapitre avec des éprouvettes torsadées en fil

thermo-adhérent. Le vieillissement des bobines va permettre aussi de valider le nouvel indicateur de vieillissement avec des bobines construites avec un fil classique imprégné par un vernis standard.

Les essais portent sur le vieillissement thermique de bobines et la mesure de la variation de leurs capacités inter-spires et de leurs PDIV. Les fréquences de résonance sont également mesurées pour mettre en évidence leurs variations au cours du vieillissement. Le but est de corrélérer les variations des fréquences de résonance avec les variations de la capacité inter-spires validée expérimentalement sur un grand nombre d'éprouvettes torsadées.

Le câble d'alimentation est un élément du système qui doit être pris en compte pour la surveillance. Il est aussi soumis à des cycles de vieillissement thermique adéquats. La variation de sa capacité est analysée pour être prise en considération lors de la surveillance du système machine-câble.

Pour approfondir l'étude, des simulations numériques sur les bobines testées expérimentalement sont exécutées et validées par comparaison avec les mesures. Le modèle numérique développé permet, par la suite, de vérifier l'influence de chaque élément du système câble-bobine sur sa réponse fréquentielle en HF. Les limites sont définies et permettent de faire le bon choix dans la méthode d'implantation du système de diagnostic la plus efficace à utiliser, avec des erreurs de mesures minimales.

### III.2 Définition d'un système de surveillance des machines électriques

Pour étudier la faisabilité d'un système de surveillance des machines électriques basé sur l'indicateur delta-C, il est important de considérer la machine dans son environnement. Dans la grande majorité des cas, les machines nécessitant une surveillance sont connectées à leurs convertisseurs par des câbles. Le système de surveillance doit nécessairement prendre en compte cet environnement. Deux implantations sont possibles :

- Intégrer le système de surveillance dans le convertisseur (Figure III.1, (a)) ;
- Déporter le système de surveillance près du moteur (Figure III.1, (b)) ;

Avec l'évolution actuelle des performances des composants électroniques à grande bande interdite, il est fort probable que la partie puissance des convertisseurs soit déportée dans la machine lors du développement des prochaines générations d'actionneurs compacts.

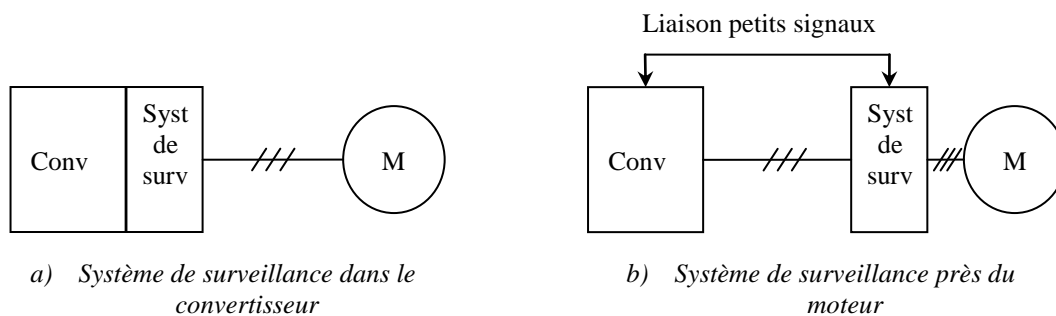


Figure III.1. Schémas structurels de deux systèmes de surveillance du vieillissement d'un moteur

La première solution est la plus simple, mais le système va nécessairement surveiller les fréquences de résonance de l'ensemble formé par le bobinage et le câble. Donc, le comportement de chaque élément du schéma (câble et bobinage) face au vieillissement doit être connu, pour pouvoir combiner leurs effets et définir le comportement global du système. Pour valider cette solution, il est nécessaire d'analyser ses limites. En effet, un câble long modifiera beaucoup les fréquences de résonance à surveiller et rendra le résultat plus difficile à corrélérer avec la réduction du PDIV de l'isolation inter-spices de la machine.

La seconde solution évite cette difficulté, en plaçant le système de surveillance à proximité immédiate de la machine à surveiller, il faut cependant prendre en compte les caractéristiques d'une possible liaison très courte.

Dans les deux cas, le système de surveillance doit être relié au convertisseur par une liaison numérique rapide pour assurer le séquençage correct des opérations de mesure et la remontée des informations mesurées vers les éléments informatiques qui assurent la commande et la supervision générale de l'actionneur.

### III.3 Comportement des bobines avec le vieillissement

#### III.3.1 Description des bobines et de la procédure du vieillissement

Les échantillons utilisés pour les tests sont des bobines de 25 spires, bobinées en 5 couches de 5 spires avec 2 fils en main (Figure III.2, (b) et (c)). Sur ces figures, les chiffres écrits en grande taille dans les cercles indiquent le numéro de la spire; l'indice supérieur donne le numéro du brin à laquelle la spire appartient. Un ensemble ordonné de deux bobines fortement imbriquées est formé, toutes les spires adjacentes sont indiquées sur la Figure III.2, (c). Chaque bobine possède donc 4 connexions extérieures, qui permettent de mesurer la capacité globale entre chaque brin et le seuil d'apparition des décharges partielles (PDIV) qui sont les deux paramètres retenus pour caractériser l'isolation inter-spices. Les fréquences de résonance sont accessibles quand les brins bobinés en parallèle sont court-circuités comme c'est le cas dans une machine réelle.

Les deux fils, bobinés en parallèle, sont enroulés sur un support cylindrique de 4 cm de diamètre (Figure III.2, (a)). La longueur du cylindre correspond à 10 fois le diamètre extérieur du fil à bobiner, de manière à pouvoir bobiner 5 spires avec les deux fils en main. Deux flasques sont fixées par un boulon des deux cotés du cylindre, pour limiter les dimensions latérales de la bobine. Le cylindre et les flasques doivent être confectionnés avec un matériau résistant à une température supérieure à la température de collage des bobines ou de polymérisation du vernis d'imprégnation (200 °C). Avant le bobinage, les flasques et le cylindre sur lequel est réalisé le bobinage, sont couverts d'un papier résistant à 200 °C. Après le bobinage et l'imprégnation ou le thermocollage, le support est enlevé pour éliminer toute influence extérieure sur la mesure (Figure III.2, (b)). Le papier mis sur le support avant le bobinage simplifie l'extraction de la bobine du support et protège l'isolation de ses fils.

Quatorze bobines ont été fabriquées, testées et vieilles avec des cycles thermiques normalisés permettant une accélération contrôlée des phénomènes de vieillissement. Les bobines sont séparées en 2 groupes selon le type du fil utilisé : le fil classique de grade 2 et le fil thermo-adhérent de grade 1b. Ils ont le même diamètre de 0.95 mm. Le fil standard de grade 2 comporte une couche de polyester-imide recouvert d'une couche de polyamide-imide modifié au THEIC. Sa classe thermique est de 200 °C. Les bobines sont imprégnés par un vernis HI-THERM BC-346-A pendant le bobinage, pour obtenir une imprégnation de la bobine jusqu'au milieu. Après bobinage, les échantillons sont mis dans un four pour polymériser le vernis à une température de 180 °C durant 1 heure car telles sont les instructions du fabricant du vernis [HI-THERM].

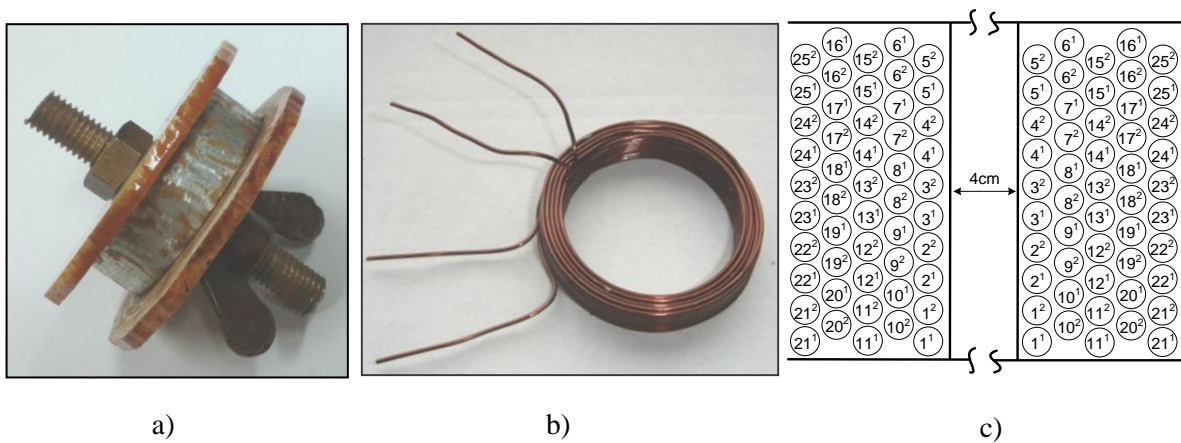


Figure III.2. Exemple d'une bobine utilisée pour les tests

(a) - le support de bobinage ; (b) - la bobine ; (c) - arrangement des spires dans la bobine

Le second type de fil utilisé pour la confection du second groupe de bobines est du fil standard recouvert d'une troisième couche en polyamide aromatique (fil thermo-adhérent). La classe thermique de ce fil est aussi 200 °C. Les bobines sont ensuite posées dans un four à 200 °C pendant 1 heure pour assurer leur thermocollage selon les instructions du fabricant de ce fil [FIL210TH].

Pour limiter la durée des essais de vieillissement accéléré, il est nécessaire d'appliquer des cycles courts à des températures élevées. Le protocole du vieillissement est défini selon la norme NF EN 60172 [N8] comme dans le cas des éprouvettes torsadées ; le vieillissement le plus contraignant prévoit 10 cycles d'une durée de 24 heures, à une température de 280 °C. Avant et après chaque cycle thermique, la mesure de la capacité, du PDIV et l'analyse fréquentielle sont effectuées.

La mesure de la capacité est faite entre les 2 fils bobinés en parallèle à une fréquence de 10 kHz, avec le pont d'impédances Agilent 4980A. Compte tenu de la valeur de la capacité mesurée ( $\approx 1.5$  nC) et de la fréquence choisie (10 kHz), l'abaque de l'annexe A issue de la documentation de l'appareil permet d'estimer la précision de la mesure à 0.1 %.

L'analyse fréquentielle des bobines est faite avec l'analyseur d'impédances Agilent 4294A. Cette analyse produit des mesures avec une erreur un peu plus importante, qui varie en fonction de la fréquence et du module de l'impédance mesurée, mais qui peut être estimé à 1 %.



Le paramètre critique qui est utilisé pour caractériser l'état de l'isolant est le seuil d'apparition des décharges partielles (PDIV). Il est mesuré pour chaque bobine, entre les deux fils bobinés en parallèle. La mesure est effectuée à 10 kHz en tension sinusoïdale avec un système de mesure développé initialement pour des paires torsadées et présenté dans le paragraphe II.5 et dans [SAV11-1], il est adapté pour les bobines et correspond à la norme NF EN 60270 [N6].

### III.3.2 Résultats des essais de vieillissement des bobines

#### A Variation de C et du PDIV avec le vieillissement

Les résultats de la variation de la capacité et du PDIV, pour les bobines réalisées avec du fil thermo-adhérent et avec du fil classique-imprégné, en fonction de la durée de leur vieillissement, sont représentés sur les Figures III.3 et III.4. Chaque point représenté sur les figures, est une valeur moyenne des mesures effectuées sur les 7 bobines de chaque type (Annexe C). La similitude des courbes et la corrélation claire entre l'augmentation significative de la capacité et la réduction du PDIV confirment que la capacité peut être utilisée comme indicateur de vieillissement de l'isolation pour ces deux types de bobines.

Il est constaté aussi que les valeurs des capacités mesurées sur les bobines (environ 1.3 nF) sont plus grandes que celles des éprouvettes torsadées (environ 20 pF). En effet, dans le cas des bobines, la longueur des fils adjacents est plus grande. La valeur du PDIV reste quasiment la même que celle mesurées sur les éprouvettes torsadées du fait que les couches isolantes qui séparent les conducteurs sont les mêmes. Les variations de la capacité des bobines thermo-adhérentes et classiques sont respectivement 30 % et 25 %. La valeur du PDIV est passée de 650 V environ à 320 V, pour les deux types de bobines.

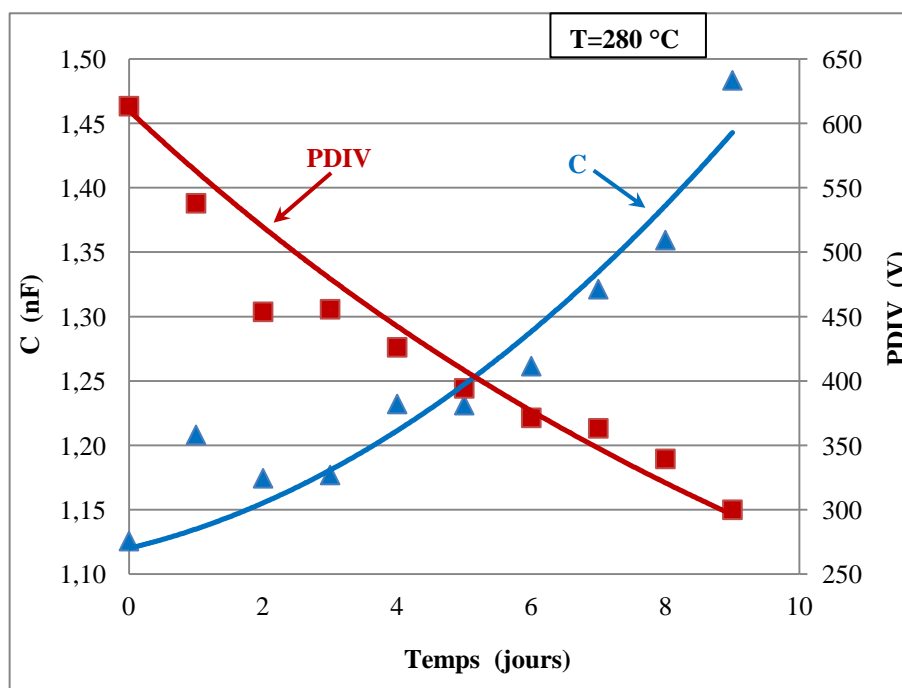


Figure III.3. Variation de la capacité et du PDIV des bobines réalisées avec du fil thermo-adhérent en fonction de la durée de la contrainte thermique

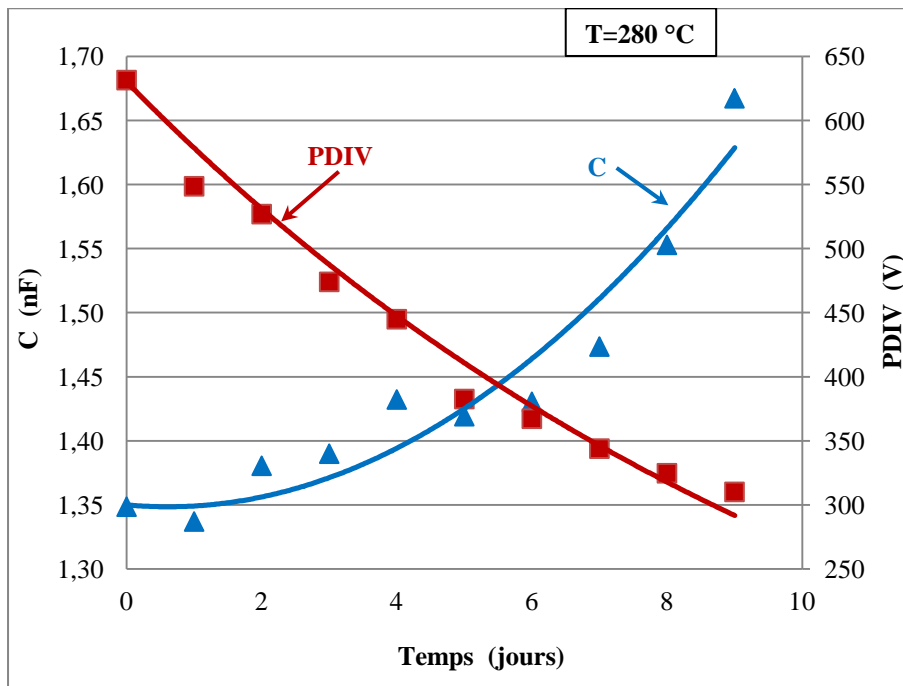


Figure III.4. Variation de la capacité et du PDIV des bobines classiques-impregnées en fonction de la durée de la contrainte thermique

Par ailleurs, la variation relative de la capacité inter-spires des bobines est un peu plus petite que celle trouvée précédemment sur les éprouvettes torsadées. Pour expliquer ce phénomène, deux pistes sont proposées :

- Le phénomène d'oxydation externe n'est pas le même dans le cas des éprouvettes torsadées et dans le cas des bobines parce que la surface de contact avec l'air n'est plus la même ; cela détermine une variation plus faible de la capacité pendant la même durée de vieillissement, à la même température, donc un vieillissement plus lent.
- Les contraintes mécaniques appliquées sur les couches isolantes ne sont pas les mêmes ; dans le cas des éprouvettes torsadées, des forces internes ont été créées par une torsion sous une force indiquée dans la norme. Les deux conducteurs sont comprimés l'un contre l'autre qui fait que les deux conducteurs d'une éprouvette restent ensemble. Ce n'est pas le cas des bobines fabriquées manuellement, avec des forces très réduites sur les fils. La cohérence des bobines est assurée par le collage dû au vernis d'impregnation ou à la thermocolle.

Après 6 cycles de vieillissement, 3 bobines en fil thermo-adhérent et 2 en fil classique, parmi les 7 de chaque type, ont été sorties des tests. Ce n'était pas suite à une rupture diélectrique dans les bobines pendant la mesure du PDIV mais, à cause des problèmes au niveau des deux bouts des fils qui sortent des bobines, pour être connectés au système de mesure. Suite aux contraintes thermiques, l'isolation est devenue fragile et a cédé sous les contraintes mécaniques imposées lors des manipulations, car les contraintes mécaniques de cette série d'essais n'étaient pas aussi bien maîtrisées que lors des essais menés sur les éprouvettes.

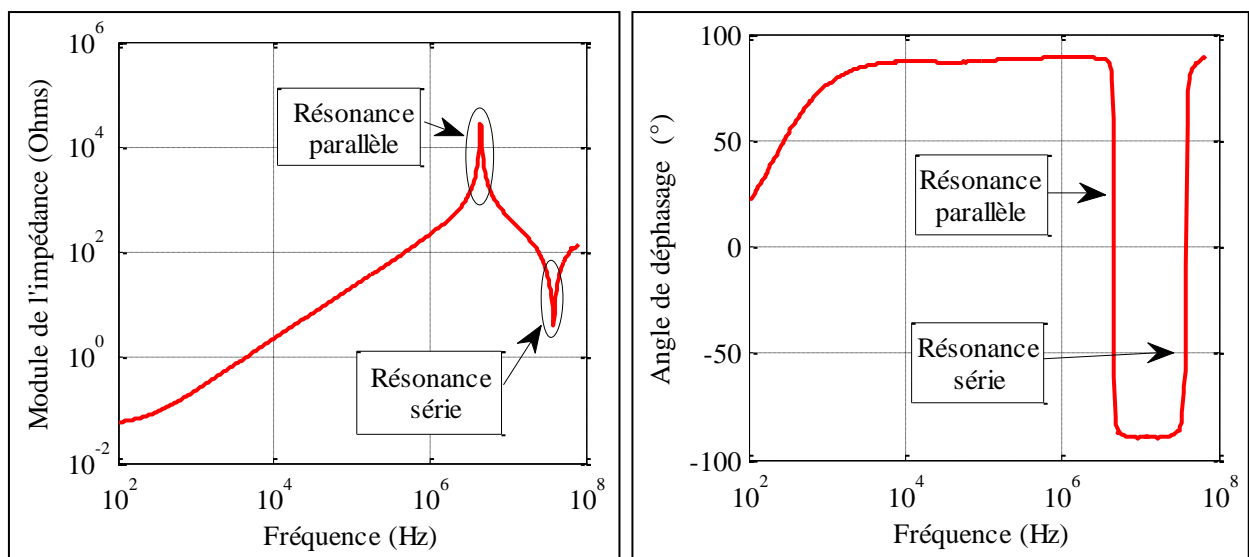
Hormis ces problèmes liés aux manipulations des bobines au cours des essais, le taux de défaillance est de 0 %. Le fait que les contraintes inter-spires soient pratiquement nulles explique ce taux de défaillance.

Dans le cas des bobines, les fils sont maintenus en place par le vernis d'imprégnation ou le thermocollage mais sans aucune pression mécanique provoquée par les contraintes internes dans le cuivre. Cela permet de limiter les défaillances internes dans les bobines. Cette observation est un résultat important qui peut servir pour la réalisation industrielle des bobines. En effet, lors du bobinage, les forces appliquées sur le fil provoquent des contraintes résiduelles internes et donc une pression mécanique sur l'isolation inter-spires. Il est donc important de limiter au maximum ces contraintes pour obtenir une durée de vie des machines la plus grande possible.

Ces résultats ne peuvent cependant pas être généralisés aussi largement que ceux obtenus avec les éprouvettes car le nombre des bobines est limité à 7 pour chaque type de fil et à une seule température. En effet, des essais sur un grand nombre de bobines devraient être faits pour confirmer les résultats obtenus, mais la tendance existe et elle est conforme aux résultats obtenus avec les éprouvettes torsadées.

### B Variations des fréquences de résonance avec le vieillissement

Les analyses fréquentielles sont faites pour toutes les bobines avant et après chaque cycle thermique. Un exemple est donné sur la Figure III.5 pour une bobine neuve réalisée avec du fil thermo-adhérent. Dans la gamme de mesure de l'analyseur d'impédances (40Hz-110MHz), les bobines ont deux fréquences de résonance. La première se trouve aux environs de 4 MHz et est caractérisée par une impédance maximale qui correspond à une résonance parallèle (Figure III.5, (a)). La seconde est caractérisée par une impédance minimale (résonance série) et se trouve aux environs de 35 MHz. On retrouve ces deux fréquences sur la courbe de phase (Figure III.5, (b)) qui passe brutalement de  $+90^\circ$  à  $-90^\circ$  à la résonance parallèle et inversement, à la résonance série. Cette variation brutale de la phase est classique, elle respecte la théorie générale des circuits. Il est intéressant de noter que, lorsque le système est excité par une fréquence connue, les détecteurs synchrones peuvent mesurer facilement et précisément le passage par zéro de la phase alors qu'il est plus difficile de détecter précisément le maximum ou le minimum du module d'une impédance.



a) Module de l'impédance

b) Angle de déphasage

Figure III.5. Analyse fréquentielle d'une bobine neuve (fil thermo-adhérent)

Les contraintes thermiques appliquées aux bobines ont causé une augmentation de la capacité et, en même temps, des variations des fréquences de résonance. Les résultats des mesures effectuées sur chaque type de bobine sont présentés sur la Figure III.6, pour la résonance parallèle, et sur la Figure III.7 pour la résonance série. Ces figures représentent des moyennes de mesures pour les 7 échantillons, en fonction du temps de vieillissement.

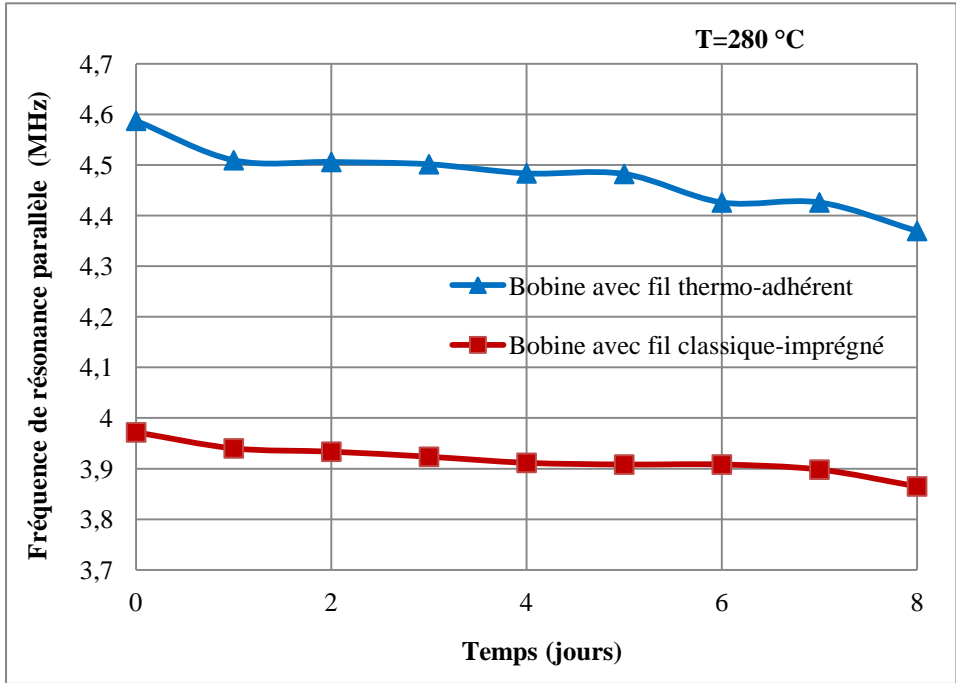


Figure III.6. Variation de la première fréquence de résonance des bobines faites avec du fil thermo-adhérent et classique-imprégné en fonction de la durée du vieillissement

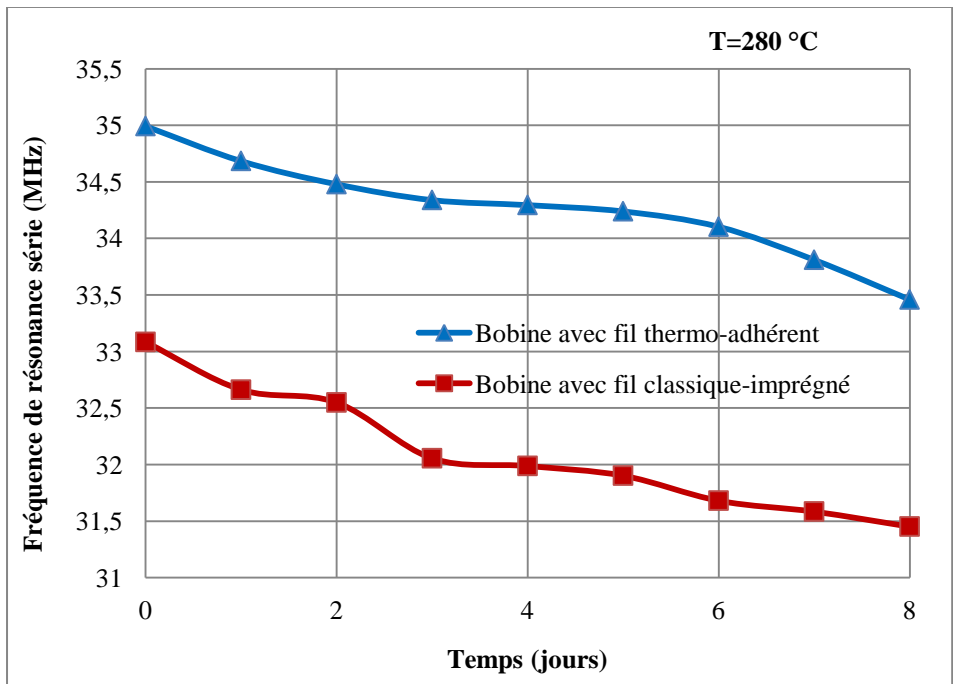


Figure III.7. Variation de la deuxième fréquence de résonance des bobines faites avec du fil thermo-adhérent et classique-imprégné en fonction de la durée du vieillissement

Le comportement de chaque bobine est également suivi individuellement plutôt qu'en moyenne. Les résultats détaillés sont donnés dans l'annexe C ; ils montrent les écarts entre les bobines par des écarts entre les valeurs obtenues. En revanche, la même variation est remarquée pour chaque bobine prise séparément. Donc, les moyennes présentées sur les Figures III.6 et III.7 sont représentatives des variations des fréquences de résonance dues au vieillissement de chaque bobine.

Les fréquences de résonance sont un peu plus élevées pour les bobines réalisées avec du fil thermo-adhérent car elles ont une capacité inter-spices inférieure (Figures III.3 et III.4). Les variations de la résonance parallèle pour les bobines réalisées avec du fil thermo-adhérent et classique-imprégné sont respectivement de 0.207 MHz (4.6 %) et 0.107 MHz (2.7 %). Pour la résonance série, elles sont respectivement de 1.53 MHz (4.5 %) et 1.32 MHz (4.1 %). Dans les deux cas, la variation est plus grande pour les bobines thermo-adhérentes, ce qui correspond à une variation plus grande de la capacité inter-spices de ces bobines, comme constaté précédemment.

Suite à ces résultats, on peut dire que les variations des fréquences de résonance peuvent être assez faciles à mesurer à condition de bien les repérer. Ces fréquences dépendent de la géométrie du bobinage [BOG99, MIH11-4, MIR09]. Le modèle théorique développé par la suite, permet de situer ces fréquences pour les bobines expérimentales. Il définit également une méthode générale applicable aux bobines ordonnées, de formes quelconques.

### **III.4 Comportement du câble avec le vieillissement**

Ce paragraphe développe une étude du vieillissement des câbles de connexion des moteurs électriques basse tension à leurs systèmes d'alimentation. En effet, le nouvel indicateur de vieillissement des machines, basé sur les variations des capacités inter-spices, doit prendre en compte l'influence du câble d'alimentation et de son vieillissement, pour être applicable à un cas réel.

#### **III.4.1 Préparation des échantillons de câbles et description du protocole d'essais**

Les essais sont faits sur des échantillons d'un câble trifilaire blindé de référence MLC 14, utilisé en aéronautique. Ses dimensions sont données dans la norme NF EN 2714-003 [N13] : la section nominale est de 2 mm<sup>2</sup>, le diamètre des brins du blindage est de 0.15 mm, le diamètre extérieur total est de 5.90 mm avec une masse de 87.4 kg/km. Ce câble est réalisé avec une isolation en polyimide (PI) et polytétrafluoroéthylène (PTFE).

Le vieillissement thermique du câble se manifeste par des phénomènes de dégradation physiques et chimiques des isolants qui sont également caractérisés par des normes basées sur la loi d'Arrhenius. Cette loi est valable lorsque les contraintes restent relativement faibles, pour ne pas changer la nature des phénomènes chimiques qui conduisent au vieillissement. La courbe représentative de cette loi est construite en utilisant la formule qui permet d'estimer la durée de vie à une température T, en partant d'une durée de vie à une

température  $T_0$  (formule (I.12) du chapitre I :  $T_{f2} = T_{f1} \exp \left[ \frac{E_a}{R} \left( \frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right) \right]$ ). Pour le câble MLC 14 ces deux températures différentes et leurs durées correspondantes sont données par la norme NF EN 2267-009 [N14] (10 000 h à 260 °C et 100 000 h à 200 °C). Ces deux points permettent de calculer l'énergie d'activation  $E_a$  ( $E_a=80260$  J/mol), paramètre qui caractérise les couches isolantes, et permet de tracer la courbe d'Arrhenius correspondant au vieillissement thermique attendu du câble (Figure III.8)

Le câble est conçu pour subir un vieillissement « normal », c'est-à-dire subir des contraintes thermiques inférieures ou égales à la limite fixée par la norme et qui correspond en fait à la courbe d'Arrhenius. Des essais préliminaires effectués à cette limite ont montré que pour une telle durée et température (7 jours à 310 °C, 1 jour=24 heures) la variation de la capacité est négligeable. Par la suite, un autre protocole de vieillissement a été défini pour soumettre les éprouvettes à des contraintes plus sévères qui correspondent à des points situés au-dessus de la courbe d'Arrhenius de la Figure III.8.

Cette étude est destinée à analyser l'influence perturbatrice du câble sur la faisabilité du système de surveillance proposé par les machines dans des conditions extrêmes.

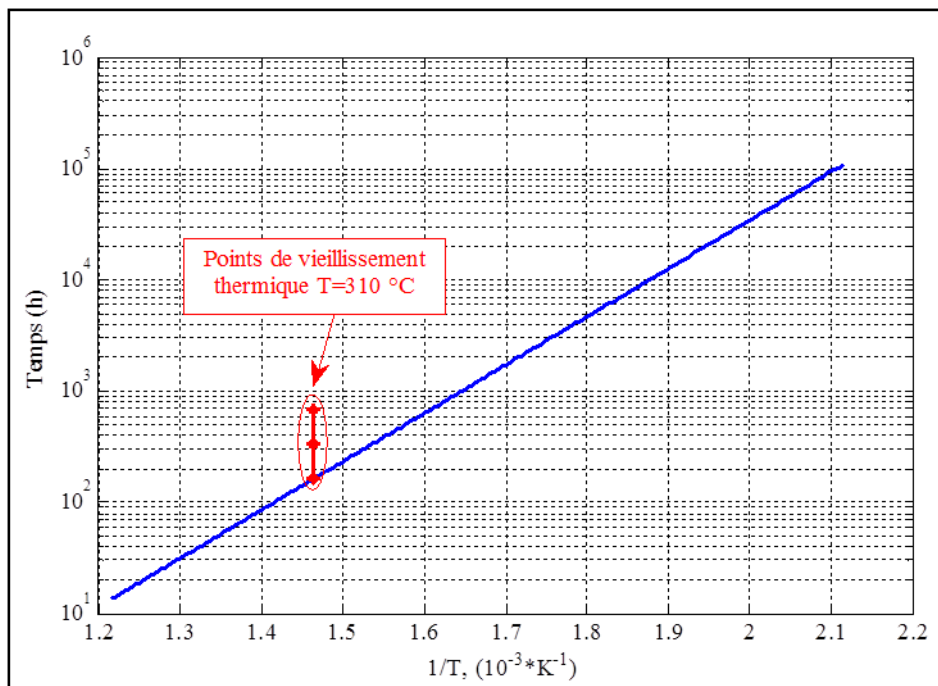


Figure III.8. Courbe d'Arrhenius pour le câble MLC14

La longueur des échantillons du câble testés est de 70 cm conformément à la norme [N15]. Ils sont dénudés sur les deux cotés et installés dans un cadre métallique comportant 3 plateaux (Figure III.9). Chaque plateau métallique est couvert d'une plaque isolante en Néfalite 11 qui résiste aux températures élevées. Ce matériau a également été utilisé pour le test de vieillissement des éprouvettes torsadées. La fixation nécessaire des échantillons est faite à une extrémité; l'autre est laissé libre, ce qui élimine les contraintes liées à la dilatation du câble pendant les cycles thermiques. Les trois conducteurs formant le câble sont sérés entre 2 barres métalliques pour accéder facilement aux points de mesure. Des bandes de Néfalite 11 sont



Figure III.9. Système de mesure de la capacité du câble

placées entre les conducteurs et les barres métalliques pour permettre une fixation efficace qui n'endommage pas les isolants.

La procédure du vieillissement accéléré sous contrainte thermique est décrite dans les normes PR EN 2267-009 et EN FR 3475-401 [N14, N15]. Ces normes traitent des caractéristiques des câbles utilisés dans l'aéronautique, et définissent la température du vieillissement thermique accéléré.

Le matériel utilisé pour le chauffage est le même que pour les cycles thermiques imposées aux éprouvettes torsadées ; les vitesses de chauffage et refroidissement sont les mêmes.

Le protocole de vieillissement des câbles inclut 3 cycles thermiques des durées différentes à la même température égale à 310 °C (Figure III.10).

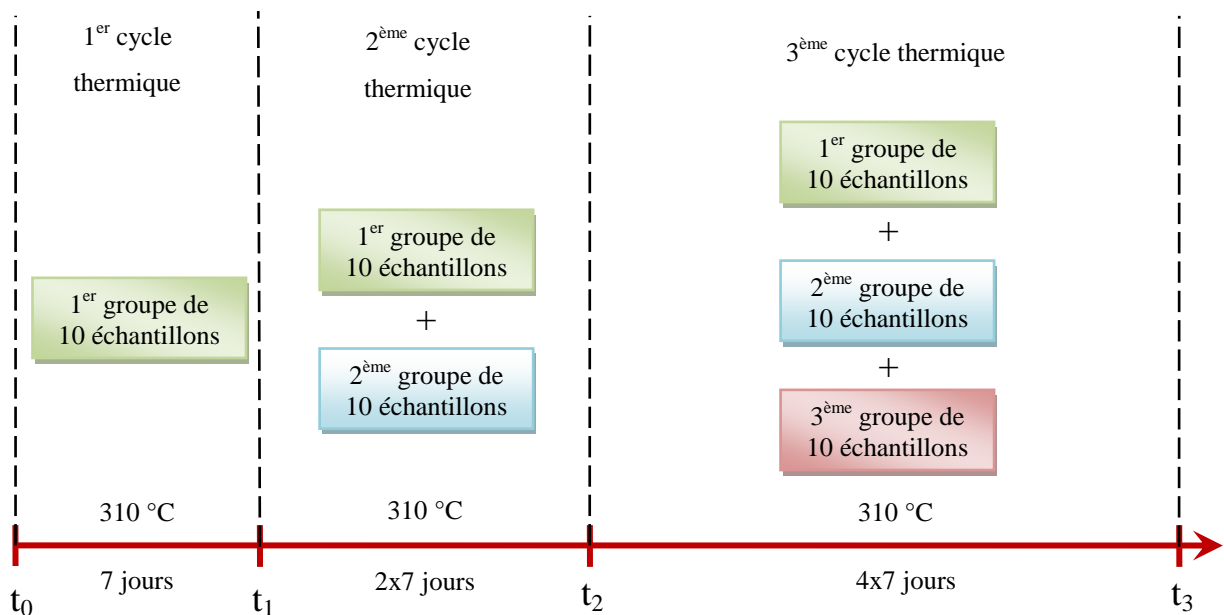


Figure III.10. Protocole des essais du vieillissement des câbles

Les durées des cycles thermiques varient selon une échelle logarithmique. Ainsi, la durée du premier cycle est d'une semaine (7 x 24 h), elle correspond aux essais normalisés d'endurance du câble utilisé. Les deux cycles suivants ont des durées plus longues : 14 jours pour le deuxième cycle et 28 jours pour le troisième, ils correspondent aux points situés au dessus de la courbe d'Arrhenius.

Avant et après chaque cycle thermique, la capacité est mesurée avec l'analyseur d'impédances Agilent 4980A en utilisant le même système de connexion qui limite l'influence des capacités parasites, précédemment décrit pour les mesures sur les éprouvettes torsadées. L'erreur de mesure est donnée par l'abaque de l'appareil qui est présenté dans l'Annexe A. Elle vaut 0.3 % dans notre cas.

Le MLC14 est un câble blindé comprenant 3 fils de couleurs différentes : bleu, rouge et jaune. Nous avons opté pour la mesure des capacités entre des paires de fils isolés et entre chaque fil et le blindage. Ainsi, 6 mesures sont effectuées.

Le PDIV est mesuré avant le vieillissement sur le premier groupe de 10 échantillons. Des valeurs de plus de 2 kV ont été relevées ; ces valeurs de PDIV sont beaucoup plus importantes que le PDIV des éprouvettes torsadées, car l'épaisseur de l'isolation est beaucoup plus forte. Cette grande différence du PDIV entre le câble et le bobinage des machines électriques montre que la machine est bien le point faible du système formé par la machine et son câble d'alimentation. Le câble et ces capacités ont cependant une influence importante sur les phénomènes HF qui existent dans les bobinages. Il est donc important de recueillir des données sur les paramètres HF des câbles et leurs évolutions au cours du vieillissement du système câble-machine pour concevoir un système de surveillance basé sur ce principe.

### III.4.2 Résultats des mesures et analyses

Les capacités entre les différents fils isolés sont définies comme suit:

- Cr-j : capacité entre le fil rouge et le fil jaune ;
- Cr-b : capacité entre le fil rouge et le fil bleu ;
- Cj-b : capacité entre le fil jaune et le fil bleu ;
- Cr-bl : capacité entre le fil rouge et le blindage ;
- Cj-bl : capacité entre le fil jaune et le blindage ;
- Cb-bl : capacité entre le fil bleu et le blindage.

Les figures III.11 et III.12 synthétisent les résultats expérimentaux pour le premier groupe d'échantillons. Les résultats détaillés des essais sur les câbles sont donnés dans les tableaux de l'Annexe D. Comme les cycles thermiques sont très longs, on ne connaît pas l'évolution exacte de la capacité entre les points des mesures surtout au début où on remarque un inversement de la tendance de variation de la capacité. Dans ce contexte, les courbes entre les points ne sont pas présentées. On constate une diminution des capacités après un cycle thermique d'une semaine puis une augmentation plus franche. Les résultats sont similaires pour les capacités entre les fils et celles mesurées entre les fils et le blindage.



On constate aussi que selon la couleur de l'isolation, la capacité est légèrement différente. Cela est probablement dû aux réactions chimiques différentes selon les colorants introduits dans la masse des polymères.

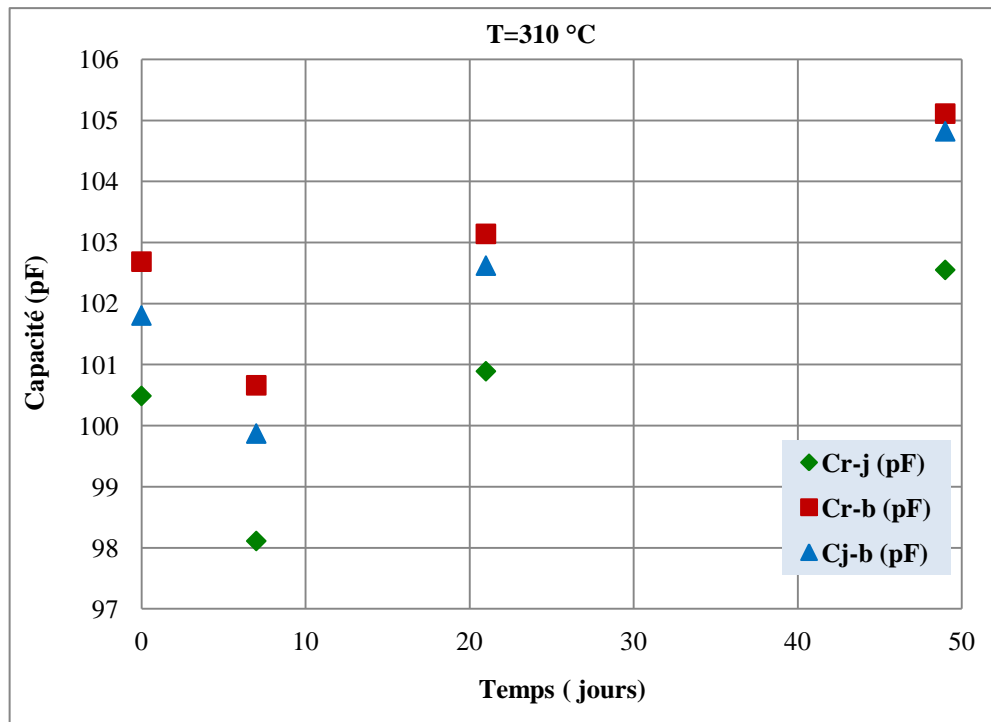


Figure III.11. Variation des capacités fil-fil du premier groupe d'échantillons en fonction de la durée de la contrainte thermique ( $T=310\text{ °C}$ )

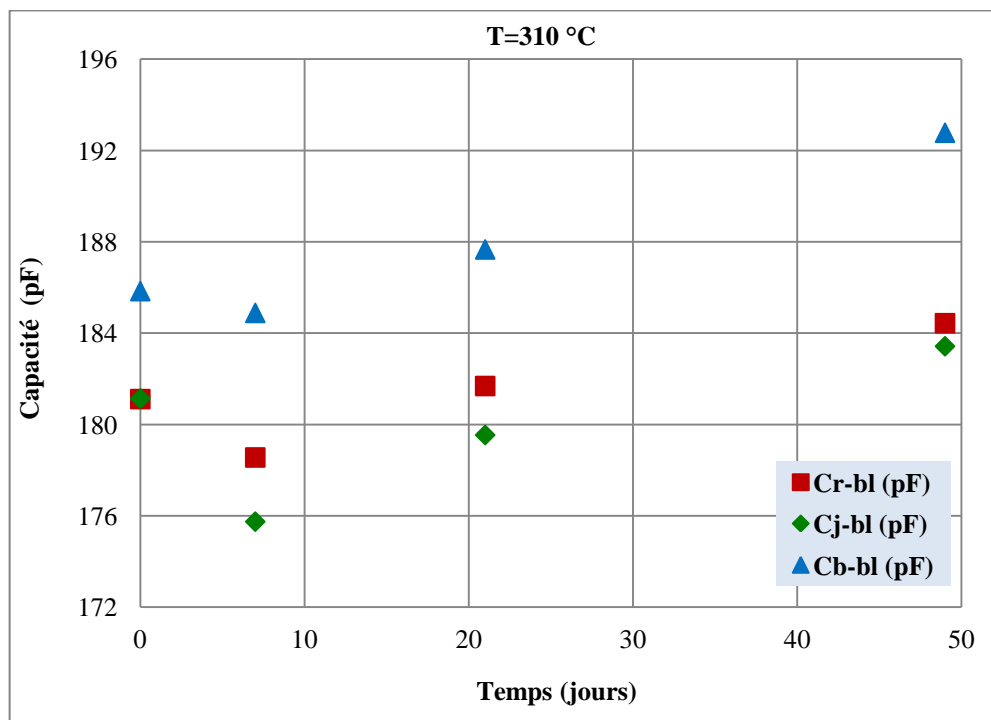


Figure III.12. Variation des capacités fil-blindage du premier groupe d'échantillons en fonction de la durée de la contrainte thermique ( $T=310\text{ °C}$ )

Le premier point de mesure, effectué à  $t=7$  jours, pose un problème d'interprétation car l'évolution de la capacité reste inconnue entre le point initial à  $t=0$  et ce point ; il est possible que des variations importantes se produisent à cause de mouvements mécaniques dus à la relaxation des contraintes mécaniques au début du chauffage [SAV11-2].

Pour lever cette ambiguïté, un essai sur des cycles plus courts ont été effectués (figures III.13 et III.14). Ces essais montrent que la diminution initiale de la capacité est obtenue très rapidement. Elle est suivie d'une augmentation régulière des capacités au cours des cycles thermiques comme le confirme les essais précédents. Le premier point des courbes des figures III.11 et III.12 est donc en fait plus à gauche et un peu plus bas, la remontée de la capacité commence après un temps plus court compris entre 2 et 4 jours à 310 °C.

La diminution initiale est difficile à interpréter, elle correspond donc plus à une « mise en place » initiale du câble, à un relâchement des contraintes internes subies par le matériau isolant lors de la fabrication du câble par extrusion. Le processus du vieillissement lui même, par nature plus long, intervient plus tard, il se manifeste par une augmentation des capacités.

En général les phénomènes du vieillissement sont ceux qui ont été décrits dans le paragraphe II.8 pour les éprouvettes torsadées. Dans le cas des câbles, l'épaisseur de l'isolant est beaucoup plus grande. En effet, les phénomènes de perte de masse, de diminution de l'épaisseur de l'isolation, ont moins d'influence sur les caractéristiques globales de l'isolant que dans le cas du fil émaillé (éprouvette torsadé) d'où des augmentations globales de la capacité de câble inférieurs à 5 %, même si les câbles ont subit des contraintes beaucoup plus grandes que celles prévues par la courbe d'Arrhenius (Figure III.8) définie conformément à la norme NF EN 2267-009.

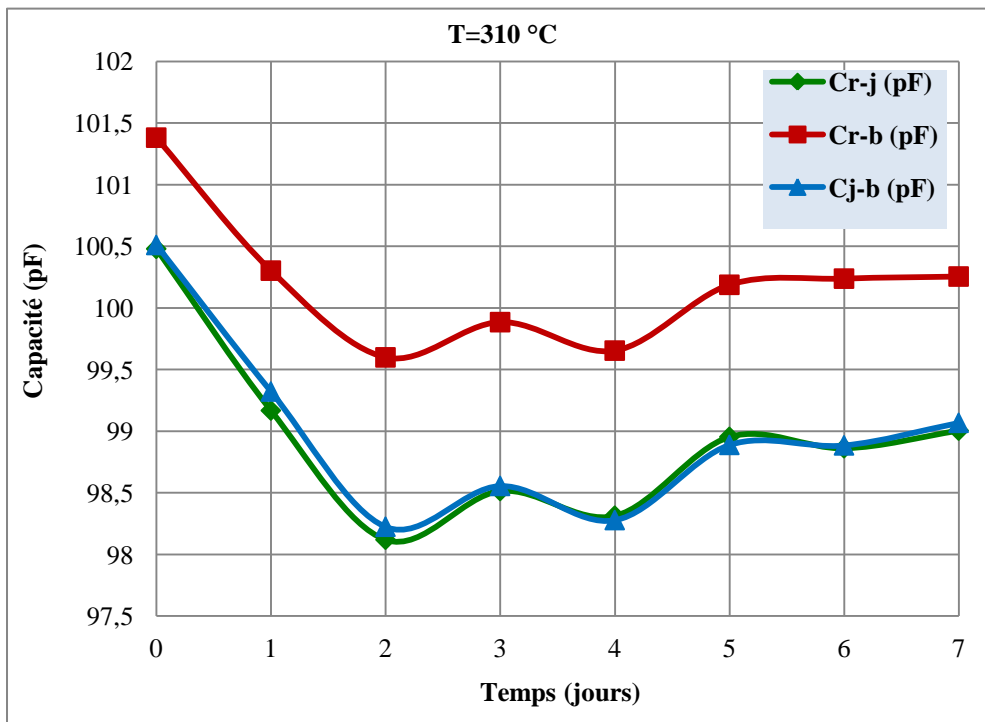


Figure III.13. Variation des capacités fil-fil du câble pendant 7 cycles thermiques de 1 jour à 310 °C

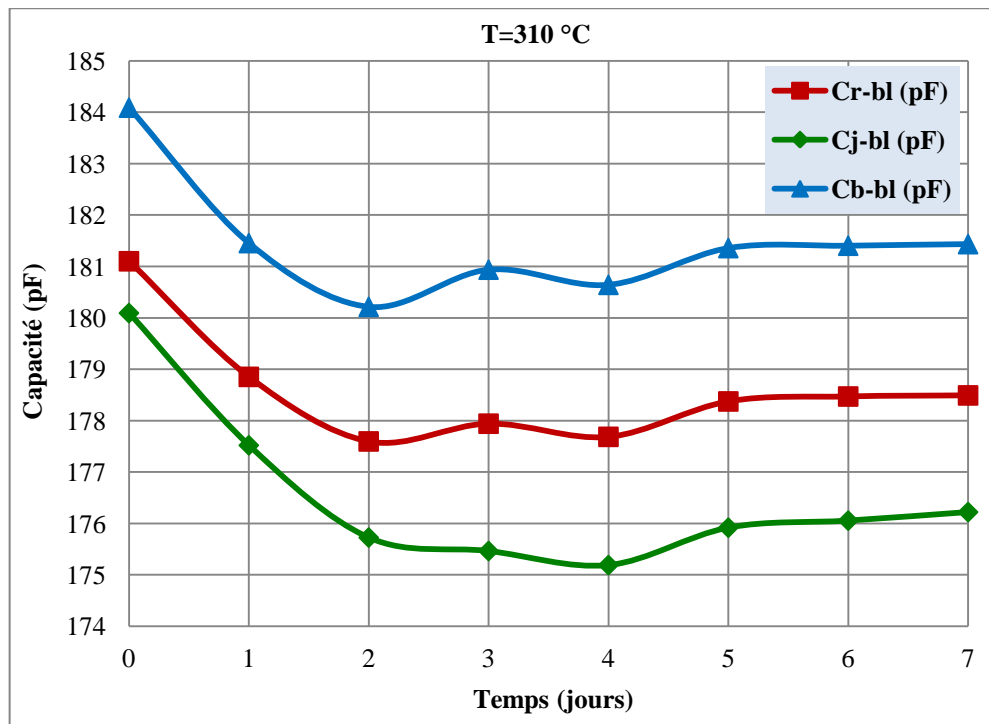
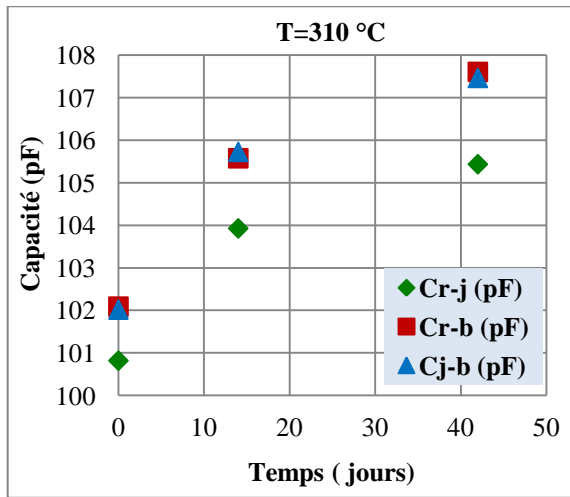


Figure III.14. Variation des capacités fil-blindage du câble pendant 7 cycles thermiques de 1 jour à 310 °C

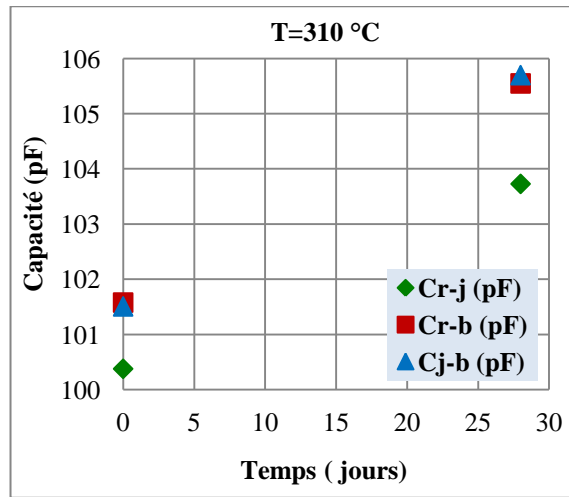
Le câble est isolé avec du PI et du PTFE qui sont des polymères semi-cristallins. La littérature scientifique donne des interprétations du vieillissement de ces deux types d'isolants qui peuvent être liés à l'augmentation de la capacité mesurée [DIA11, LI10-2, LI11-1]. En effet, les cycles thermiques accélèrent les processus chimiques du vieillissement de tous les polymères, en se concentrant premièrement sur la rupture des liaisons de valence et sur le mouvement des radicaux libres dans la chaîne du polymère [DIS08].

La variation maximale de 5 % de la capacité, pour un temps de vieillissement qui dépasse de beaucoup celui prévu par la norme NF EN 2267-009, permet de conclure que la variation de la capacité n'est pas suffisante pour être utilisée comme indicateur de vieillissement fiable du câble. Cependant, cette étude donne une estimation de la valeur maximale de variation de la capacité du câble, qui peut perturber le fonctionnement du système de surveillance du vieillissement du moteur, basé sur l'indicateur delta-C relatif à son bobinage. Cette estimation sera prise en compte par la suite dans un système de diagnostic du bobinage des machines électriques alimentées par ces câbles.

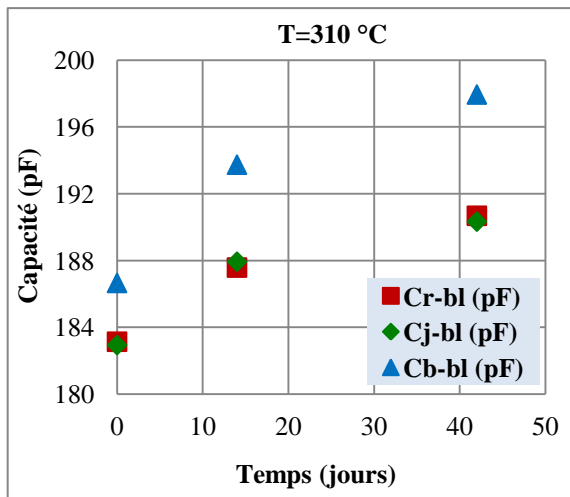
Les essais effectués sur les groupes 2 et 3 qui subissent respectivement 2 cycles et un seul cycle confirment que le résultat de vieillissement conduit bien à une augmentation des capacités (Figure III.15).



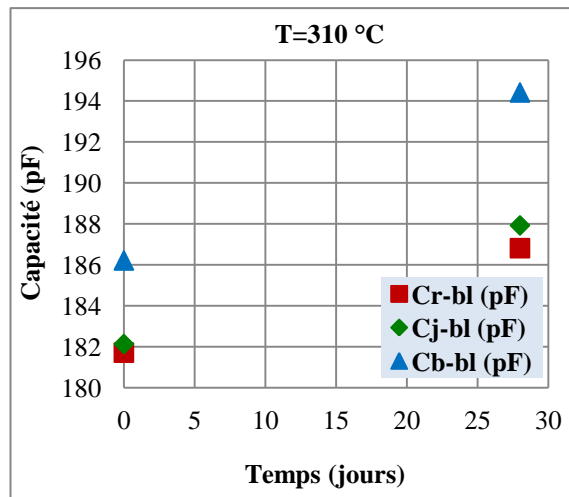
a) Capacité fil-fil pour le 2<sup>ème</sup> groupe



b) Capacité fil-fil pour le 3<sup>ème</sup> groupe



c) Capacité fil-blindage pour le 2<sup>ème</sup> groupe



d) Capacité fil-blindage pour le 3<sup>ème</sup> groupe

Figure III.15. Variation des capacités du deuxième et troisième groupe d'échantillon de câbles en fonction de la durée de la contrainte thermique ( $T=310\text{ °C}$ )

### III.5 Simulation du comportement HF du système de diagnostic

Les essais de vieillissement effectués sur des éprouvettes torsadées et sur des bobines ont confirmé la possibilité d'utiliser les variations de la capacité (delta-C) comme indicateur de vieillissement de l'isolation inter-spikes du bobinage des moteurs électriques. Il a été démontré que la capacité inter-spikes du bobinage augmente avec le vieillissement et que cet indicateur mesurable peut être corrélé avec le PDIV, qui diminue naturellement tout au long de la vie du bobinage. Pour définir un système de surveillance des machines, des analyses fréquentielles, pendant le vieillissement, sont réalisées. Les tests de vieillissement sont assez longs et imposent des limitations. En effet, il est impossible de tester cet effet sur toutes les configurations possibles des bobinages des machines. Pour s'affranchir de ces contraintes, un outil numérique a été développé, il permet d'exploiter pleinement les données fiables obtenues avec des éprouvettes normalisées vieilles en grand nombre et d'estimer les variations de fréquence qui seront obtenues au cours de la vie

d'une machine particulière. Le modèle numérique est validé sur les bobines élémentaires vieilles artificiellement, par des cycles thermiques.

Dans un premier temps, les simulations sont centrées sur la bobine seule pour calculer sa réponse fréquentielle en fonction de la variation de la capacité inter-spires. Ces simulations reflètent les cas de l'implantation du système de surveillance au plus près du moteur présenté à la Figure III.1, (b).

Par la suite, pour élargir l'étude, le système composé d'une bobine et de son câble d'alimentation est simulé. Dans ce cas, les simulations sont divisées en deux groupes. Le premier groupe consiste à faire varier la capacité inter-spires des bobines et de calculer les variations des fréquences de résonance du système. Le deuxième groupe prend en compte les variations de la capacité du câble. Cette approche permet de faire une analyse globale du système et de mettre en évidence l'influence de chaque élément pris séparément.

La capacité inter-spire de la bobine varie de + 20 % de sa valeur initiale, pour une durée de vie estimée de 20 000 heures à 200 °C et ramenée à des temps courts par la loi d'Arrhenius. Cette variation de la capacité inter-spires correspond à la limite basse par rapport à l'ensemble des valeurs réellement obtenues pendant le vieillissement des éprouvettes torsadées et des bobines. L'utilisation d'une variation petite du paramètre delta-C permet de vérifier la validité de la méthode de diagnostic dans les conditions le plus restrictives possibles.

La capacité du câble est augmentée de 5 % par rapport à la valeur du câble neuf. Cette augmentation correspond à une estimation haute de la variation obtenue pendant les tests de vieillissement du paragraphe précédent. Cette limite haute nous met dans des conditions les plus restrictives possibles pour prendre en considération l'influence du câble qui risque de perturber les résultats du système de diagnostic du vieillissement du moteur. Rappelons que cette valeur répond à des contraintes externes correspondant à 7 fois la limite calculée par la loi d'Arrhenius.

Les simulations sont exécutées en utilisant un modèle défini précédemment au sein du laboratoire [MIH11-3] et que nous avons adapté pour notre étude. Le schéma fonctionnel de l'algorithme des simulations est présenté ci dessous (Figure III.16).

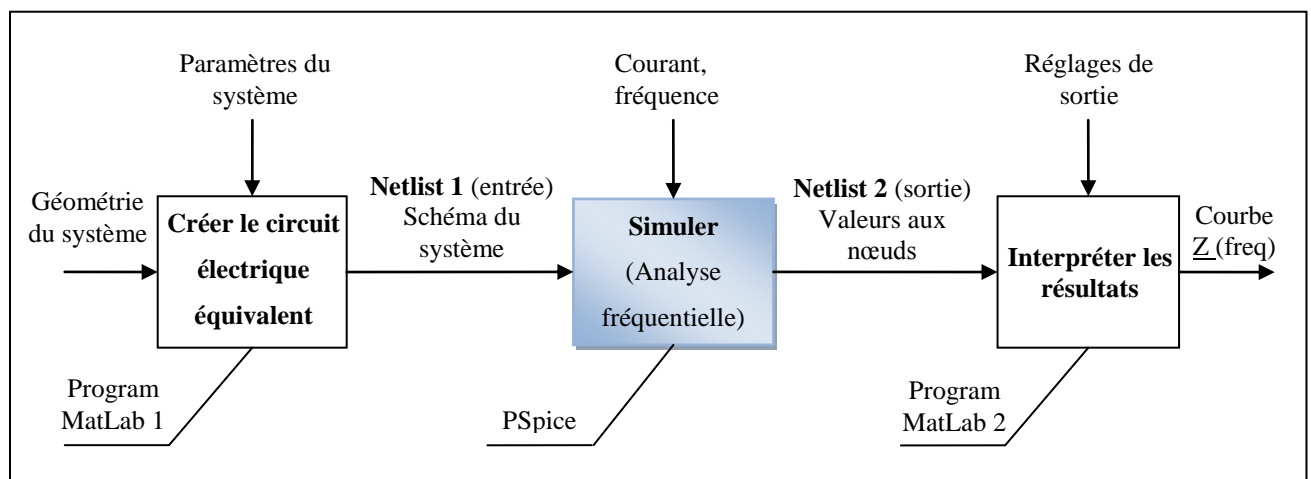


Figure III.16. Schéma fonctionnel de l'algorithme de simulation pour déterminer les fréquences des résonances

Les bobines et le câble sont représentés par des modèles RLC à éléments discrets (Figure III.17). Chaque élément du schéma équivalent représente une portion du bobinage beaucoup plus petite que le quart de la longueur d'onde, calculée à la plus haute des fréquences de résonance étudiées. Pour la bobine en fil thermo-adhérent, la plus haute fréquence de résonance est de 34 MHz. Cette fréquence de résonance correspond à une longueur d'onde beaucoup plus grande que la longueur d'une spire des bobines utilisées (13 cm). Lorsque le système à étudier comporte un câble assez long, le câble doit être coupé en tronçons élémentaires beaucoup plus courts que le quart de la longueur d'onde, comme il est d'usage pour tous les modèles à éléments discrets.

L'outil de simulation numérique utilise le logiciel PSpice qui est capable de déterminer la réponse fréquentielle d'un schéma équivalent quelconque, quelle que soit sa complexité (Figure III.16).

L'interface d'entrée usuelle de PSpice est un éditeur de schéma qui permet d'entrer à la main les différents composants du circuit à étudier et les connexions entre eux par les nœuds du schéma. Cette interface « homme machine » crée un fichier texte appelé « Netlist 1 » qui traduit le schéma en une liste décrivant les nœuds du schéma et leurs interconnexions par des composants du schéma. Le cœur de PSpice effectue les calculs numériques après avoir formé la matrice correspondant au schéma. L'analyse des résultats se fait en parcourant le chemin inverse, via un autre fichier « Netlist 2 » de sortie et l'interface graphique du logiciel de simulation PSpice.

Pour notre étude l'interface graphique standard est remplacée par une autre interface écrite dans l'environnement MatLab qui élabore la « Netlist 1 » à partir des positions relatives de chaque spire de la bobine et des paramètres caractéristiques de chaque spire prise séparément : sa résistance, son inductance propre, son inductance mutuelle avec les autres spires, la capacité avec les spires voisines et la conductance représentant les pertes diélectriques. Seules les capacités avec les spires adjacentes à la spire considérée sont prises en compte. Pour un enroulement de  $N$  spires, une matrice  $N \times N$  composée d'éléments binaires permet de séparer les spires adjacentes, elle est construite à partir de la position géométrique de chaque spire dans la bobine [MIH11-3].

Cette approche donne une modélisation assez fine du comportement HF d'une bobine à condition de donner des paramètres élémentaires pertinents définis pour une spire. La majorité des paramètres de la bobine sont calculés en utilisant le logiciel FEMM qui applique la méthode des éléments finis pour résoudre les équations de Maxwell. Certains paramètres sont mesurés, pour confirmer les résultats obtenus par simulation. La résistance parallèle qui caractérise les pertes dans l'isolant est déterminée uniquement par la mesure, car la simulation de ce paramètre demande une prise en considération des imperfections de l'isolant qui ne sont pas prises en compte par les logiciels d'électromagnétisme. Pour aller plus loin, il serait nécessaire de mettre en œuvre des méthodes numériques lourdes capables de simuler finement le comportement des isolants [BAU12, ROY06].

La détermination des fréquences de résonance, par une mesure de l'amplitude de l'impédance (Figure III.5, (a)) dans un système réel câble-moteur, placé dans un environnement bruité, est difficile, car la détermination des valeurs maximales et minimales de l'amplitude peut être perturbée par l'environnement du

moteur. Cependant, ces résonances peuvent être déterminées plus simplement par la mesure des phases. En effet, à la résonance, la phase de l'impédance complexe passe par zéro. En métrologie, les mesures relatives sont toujours plus faciles à faire et donnent des résultats plus robustes ; la présence d'un signal de synchronisation, fourni par un générateur qui assure un balayage en fréquence à la recherche des résonances, est un atout important pour mettre en œuvre un système capable de travailler dans un environnement bruité.

### III.5.1 Modèle théorique de la bobine

#### A Définition du modèle de la bobine et de ces paramètres

Une partie du schéma équivalent des bobines testées est représenté sur la Figure III.17. Les bobines sont réalisées avec deux conducteurs en parallèle. Chaque brin de chaque spire est représenté par sa résistance série, qui correspond à la loi d'Ohm, et aux effets électromagnétiques qui produisent l'effet de peau et aux déformations des lignes du courant provoquées par l'influence magnétique des autres conducteurs (effet de proximité). Cette dernière est connectée en série avec l'inductance propre. L'inductance mutuelle avec toutes les autres spires n'apparaît pas directement sur le schéma mais elle est prise en compte. Une spire donnée ne forme des capacités qu'avec les spires qui l'entourent [MIH11-3]. Entre les conducteurs non-adjacents, la capacité est négligeable. Par conséquent, les conducteurs adjacents sont connectés par une capacité et une résistance parallèle qui représentent les pertes dans l'isolant. La Figure III.17 représente le schéma équivalent des spires 4, 5, 6 et 7. Ces spires sont adjacentes et forment alors des capacités et résistances inter-spices qui peuvent être représentées. Chaque nœud numéroté du schéma équivalent correspond à l'entrée d'une spire. Les nœuds numérotés de 1 à 25 représentent les entrées d'un des deux fils bobinés en parallèle, (brin 1) ; ceux numérotés de 51 à 75 correspondent aux entrées du deuxième fil (brin 2). Les éléments de chaque cellule du schéma sont les suivants :

$R_x^y$  : résistance série de la spire  $x$ ,  $y=1$  pour le brin 1 et  $y=2$  pour le brin 2 ;

$L_x^y$  : inductance propre de la spire  $x$ ,  $y=1$  pour le brin 1 et  $y=2$  pour le brin 2 ;

$C_{a,b}^{c,d}$  : capacité entre les spires  $a$  et  $b$  du brin 1 ou du brin 2 représentés, respectivement, par  $c$  et  $d$  ;

$R_{p a,b}^{c,d}$  : résistance parallèle représentative des pertes dans l'isolant entre la spire  $a$  et  $b$  du brin 1 ou 2 représentés par  $c$  et  $d$ .

Le schéma équivalent d'une portion de 4 spires de la bobine inclut déjà un grand nombre d'éléments. Le schéma total de la bobine de 25 spires est beaucoup plus compliqué. Par conséquent, l'introduction des paramètres et toutes autres instructions nécessaires à la résolution du problème avec PSpice est faite par une interface spécifique développée dans le bloc fonctionnel Matlab1.

L'inductance propre des spires de la bobine, les inductances mutuelles, la capacité inter-spices et la résistance série sont déterminés par des simulations avec la méthode des éléments finis. Ils sont déterminés au voisinage des 2 fréquences de résonance trouvées lors des tests sur les bobines : 4.5 MHz et 35 MHz. Les

tests sur les éprouvettes torsadées ont montré que la capacité inter-spires est indépendante de la fréquence, elle est donc calculée en électrostatique par la méthode des éléments finis.

Les résistances séries et les inductances propres et mutuelles sont déterminées par des simulations en magnéto-harmonique. Les simulations de la bobine cylindrique avec un logiciel 2D sont réalisées en coordonnées axisymétrique. Dans ce cas, la section de la bobine est dessinée par rapport à un axe qui passe par son centre. La Figure III.18 représente la géométrie de calcul et les numéros des spires de la bobine. Le maillage est très fin pour pouvoir prendre en compte l'effet pelliculaire et l'effet de proximité dans le cuivre, les mailles sont inférieures à 10 µm aux environs de la surface des fils (pour un fil de cuivre l'épaisseur de peau est de 66 µm à 1 MHz et de 21 µm à 10 MHz).

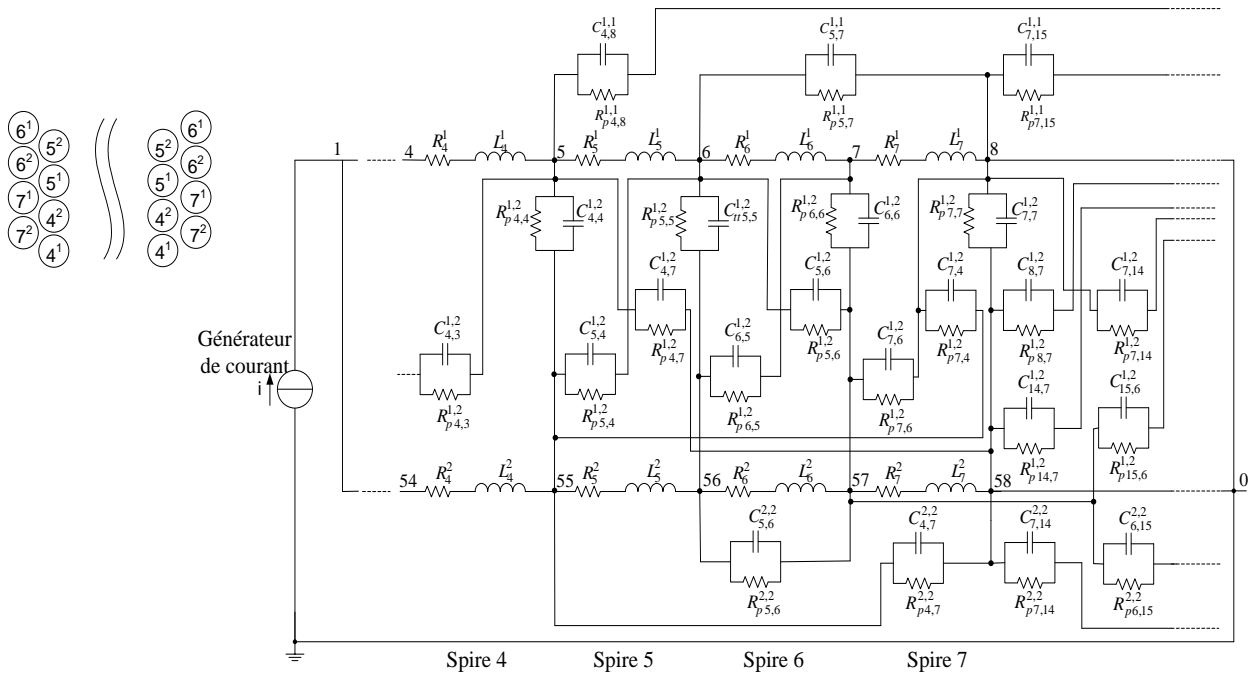


Figure III.17. Schéma équivalent partiel d'une portion de la bobine (spires 4, 5, 6 et 7)

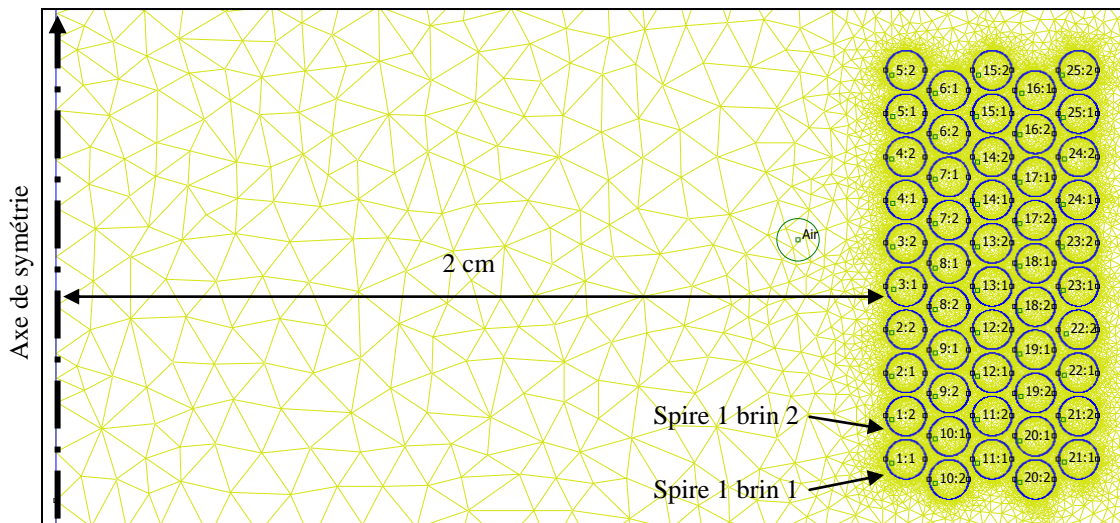


Figure III.18. Géométrie et maillage de la bobine



Pour calculer les résistances et les inductances, un courant source est appliqué à une spire. Le logiciel FEMM calcule les lignes de champ magnétique et superpose les courants induits aux courants source ainsi que la tension aux bornes des spires. Le post-processeur donne la résistance et l'inductance des spires alimentées et toutes les inductances mutuelles. Les simulations sont effectuées de la même manière pour déterminer les paramètres de chaque spire.

La valeur de la résistance est influencée par l'effet pelliculaire et par l'effet de proximité. Selon l'effet pelliculaire, le courant ne circule que dans une couronne d'épaisseur  $\delta$  qui diminue lorsque la fréquence augmente. Lorsque  $\delta$  devient inférieure au rayon du fil, la résistance augmente. L'effet de proximité décrit l'influence du champ magnétique créé par les conducteurs voisins sur la distribution du courant dans un conducteur. Les courants induits dans les fils par le champ magnétique modifient la répartition des lignes de courant. La Figure III.19, présentant la densité des courants dans les conducteurs d'une bobine pour une fréquence de 100 Hz et de 1 MHz, met en évidence ces effets. La simulation a été faite pour un courant moyen imposé de 1 A. On constate que la densité de courant dans les conducteurs est constante et sensiblement égale à  $1,37 \text{ MA/m}^2$  à 100 Hz alors qu'elle n'est pas uniforme à 1 MHz ; le logiciel donne le résultat global qui englobe l'effet de peau et l'effet de proximité. La figure b prédit une densité de courant nettement plus élevée dans certaines zones périphériques des conducteurs et de la bobine qui est de l'ordre de  $87 \text{ MA/m}^2$  pour le même courant moyen imposé; la densité de courant est pratiquement nulle au centre des fils.

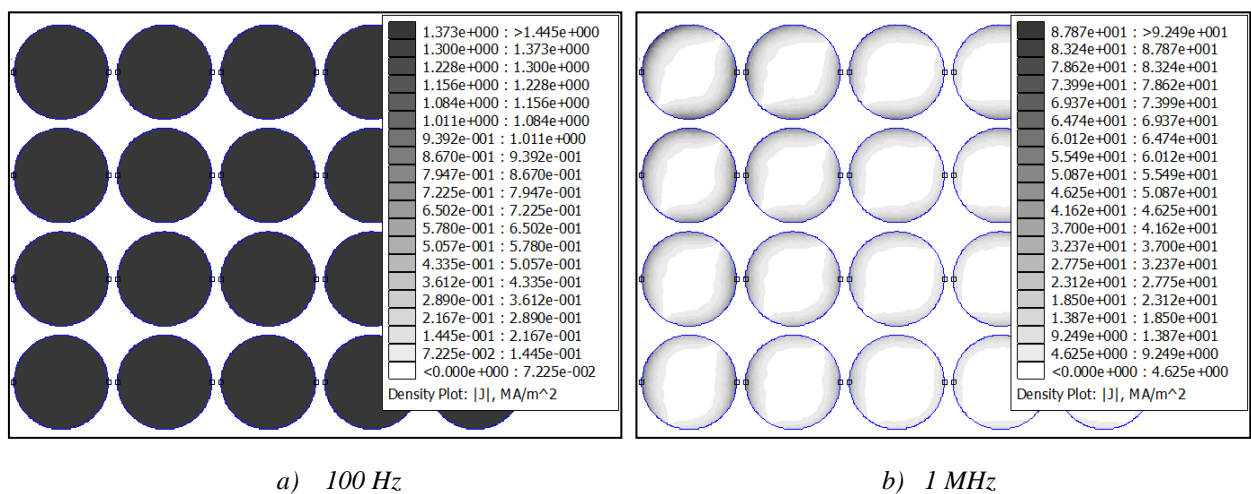


Figure III.19. Répartition de la densité de courant à 100 Hz et à 1 MHz pour la bobine des 25 spires

La résistance série de chaque spire est calculée en fonction de la longueur de la spire et de la tension à ses bornes; compte tenu des phénomènes HF, on obtient des valeurs des résistances assez proches pour toutes les spires. Leur moyenne est prise comme valeur unique pour toutes les spires du modèle.

La bobine simulée est dans l'air, comme dans le cas des bobines qui ont subi des tests de vieillissement du paragraphe III.3.2. Les valeurs des inductances sont presque les mêmes pour toutes les spires avec une légère augmentation, voisine de 2.5 %, pour les spires des couches externes de la bobine. La valeur moyenne est calculée pour être introduite dans le modèle.

Les moyennes des inductances et des résistances sont présentées dans le Tableau III.1 de la page 108.

Le couplage mutuel  $k$  entre les spires est caractérisé par le coefficient qui s'écrit :

$$k = \frac{M_{12}}{\sqrt{L_1 L_2}} \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$M_{12}$  : l'inductance mutuelle qui caractérise l'influence magnétique d'une spire sur une autre ;

$L_1$  et  $L_2$  : les inductances propres des spires entre lesquelles on calcule le couplage mutuel.

Le couplage mutuel dépend également de la position relative des spires mais, pour simplifier, le modèle ne considère que deux valeurs : le couplage mutuel entre les spires adjacentes ( $k_1$ ) et la moyenne des couplages mutuels entre les spires qui ne sont pas adjacentes ( $k_2$ ). Cette distinction a permis de réduire la complexité du modèle tout en obtenant des résultats de simulation très proches des mesures. Ces coefficients ont été calculés, pour les fréquences étudiées, avec la même méthode de calcul que celle utilisée pour la détermination des inductances propres.

La capacité inter-spires est également déterminée par simulation numérique. La capacité  $C$  entre deux conducteurs séparés par un isolant est définie comme le rapport entre la quantité de charges électriques sur les conducteurs et la différence de potentiel :

$$C = \frac{Q}{U} \quad (\text{III.2})$$

Dans cette définition  $Q$  est la charge électrique en Coulombs et  $U$  est la différence de potentiel entre les deux conducteurs en Volts.

Le calcul de la capacité inter-spires est fait avec le solveur Electrostatique de FEMM. La bobine est dessinée en coordonnées axisymétriques avec des spires couvertes de l'isolant de dimensions données par la norme CEI 60317-0-1 [N7], en tenant compte des permittivités données par le constructeur du fil :  $\epsilon_r=3.5$  pour le polyester-imide (PEI) et le polyamide-imide (PAI), la permittivité relative du polyamide aromatique vaut 4.5. La donnée source 1 V est imposée à un fil quelconque qui se trouve dans la bobine, les autres sont laissées à 0 V. Une différence de potentiel de 1 V est donc appliquée entre les fils. Le logiciel calcule le champ électrique et les charges sur tous les conducteurs et la capacité entre les spires est facilement déduite de la relation de définition (III.2).

La Figure III.20 donne la répartition du champ électrique pour les spires qui se trouvent à côté de la spire alimentée. Deux cas sont présentés : la spire alimentée se trouve au milieu de la bobine et est entourée de tous les cotés des spires voisines ; dans le deuxième cas la spire sous le potentiel de 1 V est dans la couche externe de la bobine et est entourée que d'un côté.

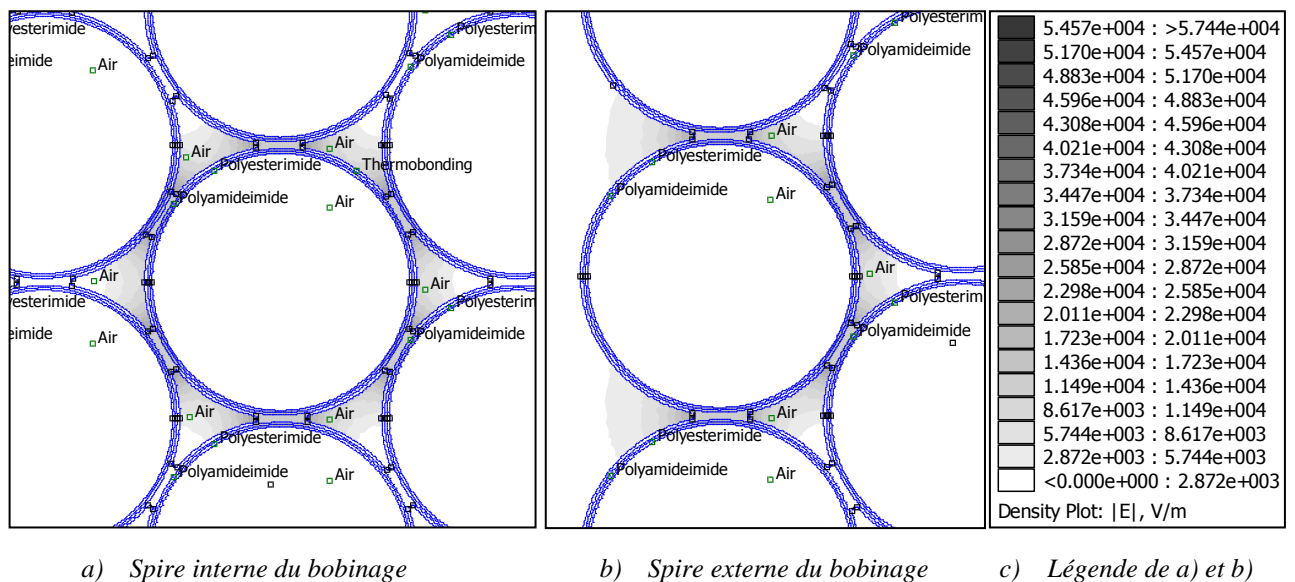


Figure III.20. Répartition du champ électrique : a) pour une spire au milieu de la bobine ; b) pour une spire externe du bobinage

On constate l'influence électrique de la spire alimentée sur celles de la première couche qui l'entourent. Au contraire, le champ est presque nul au niveau des autres spires qui sont plus éloignées. On peut alors en déduire qu'il existe des capacités entre une spire et ses voisines au contact immédiat. Ces capacités sont égales, dans le cas d'un arrangement idéal, pour lequel toutes les spires ont la même position les unes par rapport aux autres. Cette capacité inter-spores est légèrement différente pour les couches externes et internes du bobinage (environ de +5 %); cet effet est dû à la distribution différente du champ électrique, mais ces différences sont négligées. Dans le cas des bobines testées, qui sont bobinées d'une manière régulière et connue, on suppose que toutes les spires adjacentes ont la même capacité égale à la capacité calculée par l'arrangement présenté dans la Figure III.20 (a).

Les valeurs des paramètres de la bobine calculées à introduire dans les simulations PSpice sont données dans le Tableau III.1.

La résistance parallèle, représentative des pertes dans l'isolant, est déterminée pour toute la bobine en la mesurant entre les deux fils bobinés en parallèle avec l'analyseur d'impédances aux fréquences proches des résonances mesurées. En supposant que la valeur de la résistance parallèle est la même pour toutes les spires, la résistance d'une seule spire est calculée en multipliant la valeur mesurée par le nombre de spires. Cette approche pragmatique permet d'éviter des simulations lourdes [ROY06].

Tous les paramètres déterminés par simulation ont été également mesurés. Pour la résistance série, la valeur obtenue par la mesure pour toute la bobine ( $12.85 \Omega$  pour 4.3 MHz et  $38.45 \Omega$  pour 35 MHz) est divisée par le nombre des spires pour déterminer la résistance série d'une spire. L'inductance propre d'une spire est estimée à partir de la valeur de l'inductance mesurée sur toute la bobine en considérant le coefficient de couplage mutuel égal à 1. Pour déterminer la capacité entre les deux brins pour une seule spire, la capacité mesurée sur toute la bobine est divisée au nombre des spires en considérant que la capacité est la même pour toutes les spires.

La mesure des paramètres est réalisée avec l’analyseur d’impédances Agilent 4294A. Ce dernier utilise des petits signaux et effectue la mesure par la méthode à quatre points. L’écart trouvé entre la valeur mesurée et celle calculé de la résistance est assez petit (environ 5 %). Par contre, les écarts sont plus importants entre les valeurs mesurées et simulées avec FEMM pour l’inductance et la capacité. Ces différences s’expliquent pour l’inductance par l’estimation effectuée en considérant le coefficient de couplage mutuel égale à 1 et pour la capacité par l’écartement approximatif entre les spires imposé lors de la simulation et aussi par une géométrie approximative de la distribution du polyamide aromatique entre les fils.

Tableau III.1. Paramètres de la bobine avec le fil thermo-adhérent pour les 2 fréquences de résonance

		4,3 MHz	35 MHz
<b>Valeurs calculées avec FEMM</b>	<i>Inductance propre d’une spire, L (nH)</i>	73.2	71.1
	<i>Résistance propre d’une spire, R (Ω)</i>	0.49	1.51
	<i>Couplage mutuel, k1</i>	0.85	0.83
	<i>Couplage mutuel, k2</i>	0.5	0.47
	<i>Capacité spire-spire : C=15 pF</i>		
<b>Valeurs mesurées</b>	<i>Inductance propre d’une spire (estimé), L (nH)</i>	58.3	55.7
	<i>Résistance propre d’une spire, R (Ω)</i>	0.51	1.54
	<i>Capacité spire-spire (pF)</i>	21.5	22.3
	<i>Résistance spire-spire, Rp (kΩ)</i>	200	50

On constate que l’inductance propre et le coefficient de couplage mutuel varient peu en passant de la première fréquence à la seconde. En dehors des variations de la capacité inter-spires les L et M sont les seuls responsables des variations des fréquences de résonance. En revanche, les résistances série et parallèle changent beaucoup, ce qui représente des variations sur le module de l’impédance à chaque résonance, mais pas sur la fréquence. Cette constatation permet de prédéterminer les fréquences de résonance avec des paramètres déterminés pour une fréquence quelconque située dans la partie haute du spectre. Dans notre étude, des paramètres calculés pour des fréquences de résonance réelles mesurées sont utilisées pour valider le modèle de simulation défini autant pour la détection des fréquences des résonances que pour l’étude des amortissements liés aux résistances.

La précision de la mesure de la résistance parallèle, donnée par les caractéristiques du pont d’impédances, est de 3 % pour des valeurs des fréquences autour de la première fréquence de résonance (4.3 MHz) et de 10 % pour la deuxième fréquence de résonance (35 MHz). La mesure de la résistance série est faite pour la première fréquence de résonance avec une erreur de mesure de 1 % et pour la deuxième fréquence de résonance avec une erreur de 3 % (Annexe A). Les erreurs de mesures des résistances (principalement de celles parallèles) sont relativement grandes, mais elles n’empêchent pas de mesurer les fréquences de résonance qui dépendent que de la capacité et de l’inductance.

### B Estimation du comportement HF de la bobine pendant le vieillissement

Les simulations sont exécutées pour des petites bandes de fréquences autour des fréquences de résonance pour lesquelles ont été déterminés les paramètres des bobines (Tableau III.1). Les résultats de simulations sont présentés sur la Figure III.21. Ils sont superposés sur la courbe mesurée sur une bobine réelle pour apprécier la précision du modèle.

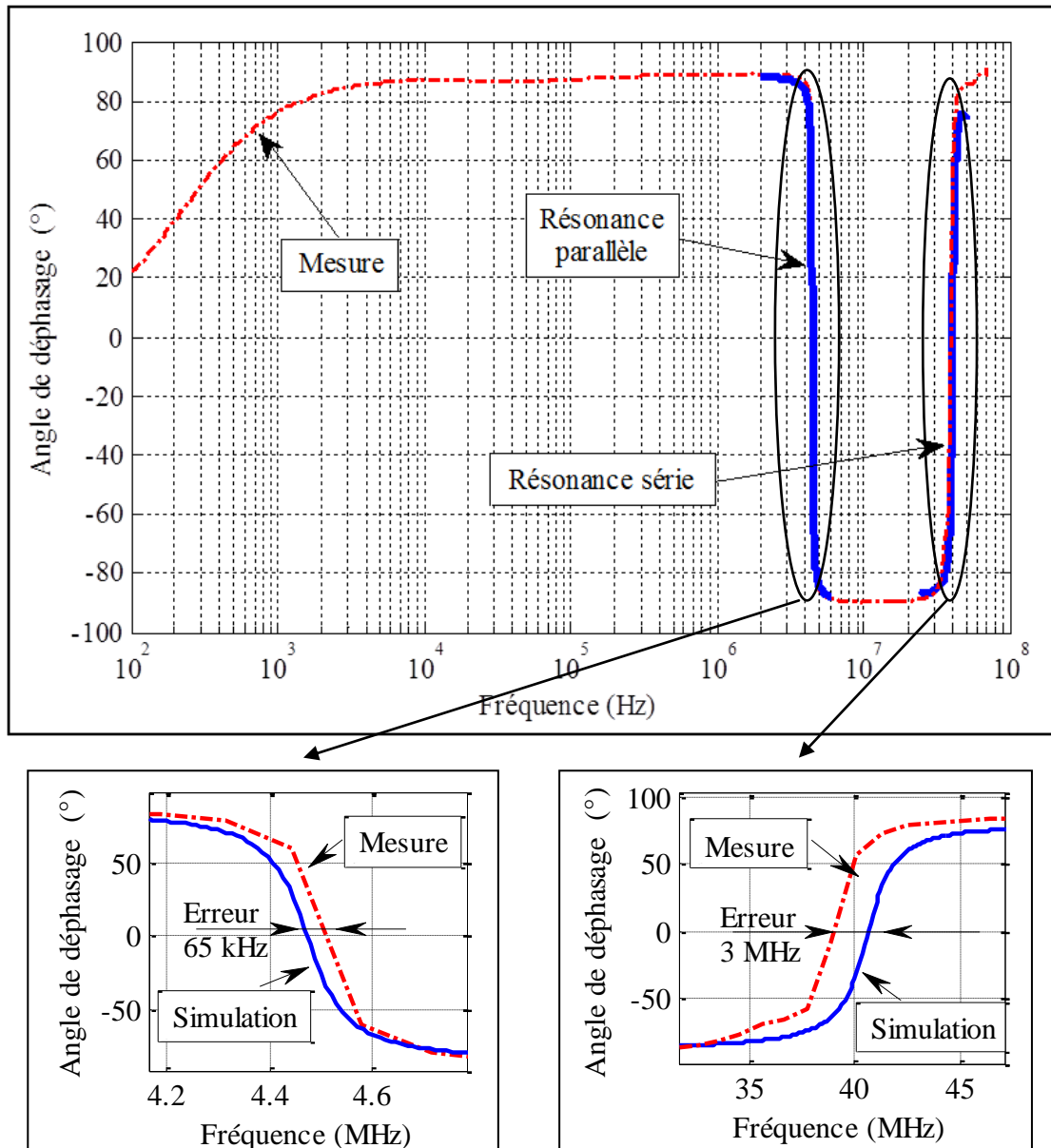


Figure III.21. Réponse fréquentielle de la bobine représentée par l'angle de déphasage de l'impédance complexe : résultats des tests expérimentaux et de simulations

Un agrandissement au niveau des résonances est effectué pour montrer les deux courbes : réelle, déterminée par la mesure, et celle résultant des simulations. Les résultats des simulations et les mesures, réalisées sur des bobines réelles sont assez proches. Il faut remarquer que l'échelle utilisée dans les agrandissements est différente. Pour la résonance parallèle, l'erreur absolue est voisine de 65 kHz par rapport à 4.5 MHz, ce qui fait une erreur relative de 1.5 %. Pour la résonance série cette erreur est plus importante,

elle vaut environ 3 MHz et donc on obtient une erreur de 7.5 %. Ce résultat confirme que les paramètres du modèle sont plus difficiles à déterminer à mesure que la fréquence augmente. L'estimation des erreurs permet de constater que, malgré les approximations faites pour déterminer les paramètres du modèle, les résultats simulés sont proches des mesures réelles. Le modèle peut être utilisé pour prédéterminer les variations des fréquences de résonance à partir des variations de la capacité inter-spices mesurées sur un grand nombre d'éprouvettes torsadées.

Les variations de la première fréquence de résonance de la bobine faite avec le fil thermo-adhérent pour différentes valeurs de la capacité inter-spices sont présentées à la Figure III.22. La capacité varie de la valeur mesurée sur une bobine neuve ( $C_{ss}$ ), jusqu'à une valeur de 20 % plus grande, avec un pas de variation de 10 % (3 valeurs de capacités). Cette valeur de variation de la capacité inter-spices est la valeur minimale déterminée sur des éprouvettes torsadées (Chapitre 2) et sur des bobines (paragraphe III. 4 de ce chapitre). L'angle de déphasage de la bobine montre des variations assez raides de  $+90^\circ$  à  $-90^\circ$ .

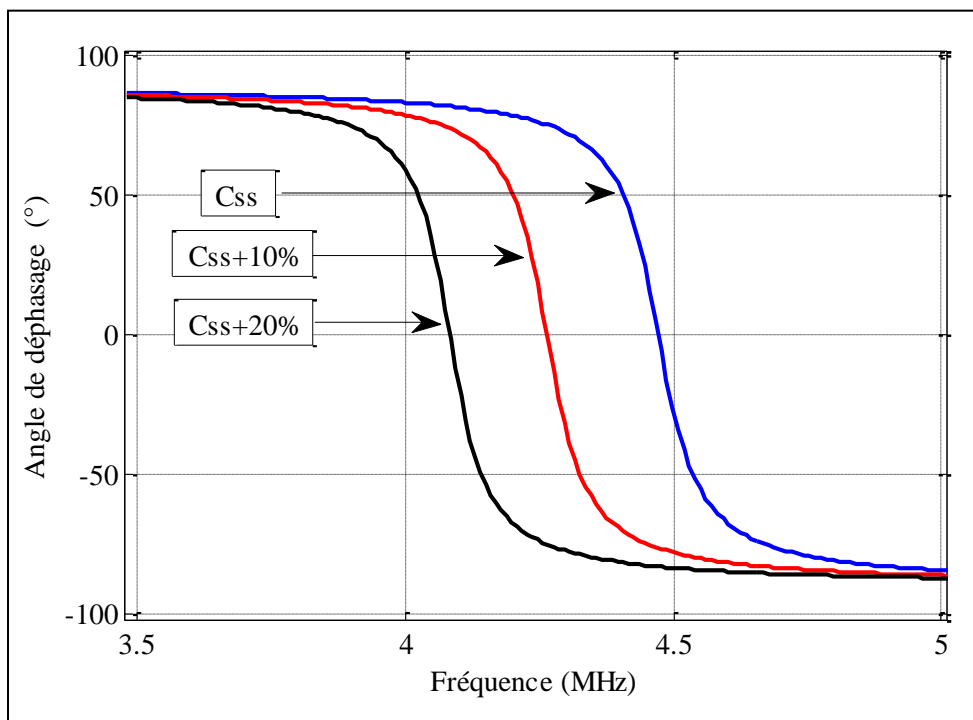


Figure III.22. Fréquence de résonance parallèle pour différentes valeurs de la capacité inter-spices de la bobine avec le fil thermo-adhérent

Pour définir l'influence de la variation de la capacité inter-spices sur la résonance parallèle, des calculs pour des capacités inter-spices des bobines qui augmentent jusqu'à 20 % ( $C_{ss}+20\%$ ), avec un petit pas (1 %), sont exécutés. Les résultats sont donnés à la Figure III.23. On remarque que pour une variation de 20 % de la capacité inter-spices du bobinage, la fréquence change de 340 kHz, soit 8.5 %.

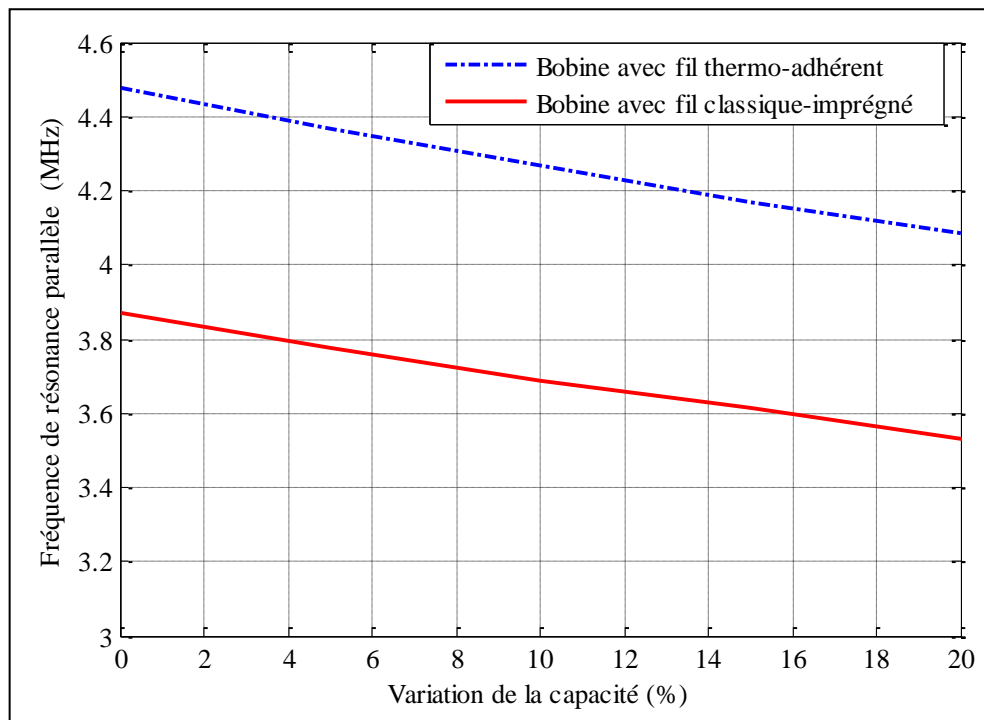


Figure III.23. Variation de la fréquence de la résonance parallèle avec la capacité inter-spices des bobines avec le fil thermo-adhérent et classique-imprégné

Les mêmes simulations sont réalisées pour la deuxième fréquence de résonance (série) pour pouvoir comparer les résultats. Les paramètres de la bobine sont ceux déterminés pour cette fréquence (Tableau III.1). La variation de la capacité est la même (20 %). La Figure III.24 montre la variation de l'angle de déphasage en fonction de la fréquence pour une bande de fréquences autour de la résonance série. Les calculs sont exécutés pour 3 valeurs de la capacité, comme dans le cas de la résonance parallèle.

La variation de la fréquence de la résonance série en fonction de la capacité est présentée sur la Figure III.25. Elle montre la même tendance que dans le cas de la résonance parallèle, mais avec des variations absolues plus grandes (environ 3 MHz, soit 8.5 %, pour une augmentation de 20 % de la capacité inter-spices de la bobine).

La résonance série est caractérisée par une impédance minimale, ce qui rend sa détection plus facile. La tension appliquée sur la bobine pour déterminer la fréquence de résonance, va introduire un courant maximal pour la fréquence de la résonance série et un courant minimal pour celle de la résonance parallèle. Donc, pour la résonance série, la détermination de l'angle de déphasage entre la tension et le courant devient plus simple en facilitant la mesure du courant. Par conséquent, le système de diagnostic sera plus simple. Par ailleurs, la variation de la fréquence de la résonance série est plus importante en valeur absolue pour la même variation de la capacité, ce qui donne encore une fois de plus, la priorité à cette fréquence pour une application dans un système de diagnostic de vieillissement de l'isolation du bobinage des machines électriques [SAV12-1].

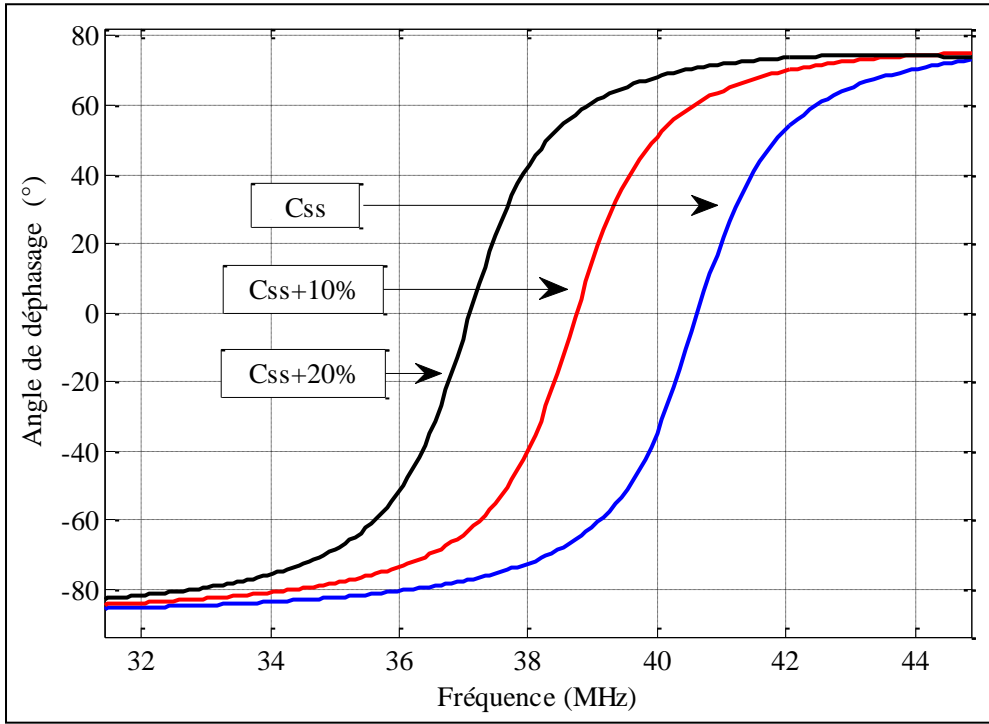


Figure III.24. Fréquence de résonance série pour différentes valeurs de la capacité inter-spikes de la bobine avec le fil thermo-adhérent

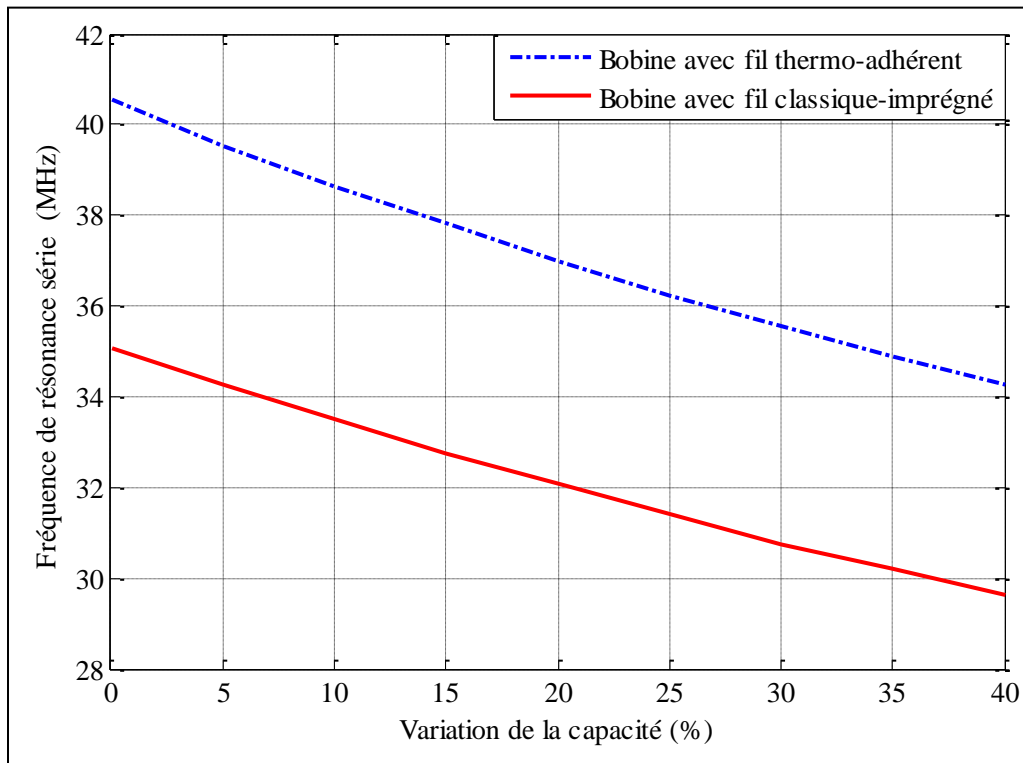


Figure III.25. Variation de la fréquence de la résonance série en fonction de la capacité inter-spikes des bobines avec le fil thermo-adhérent et classique-imprégné

Pour aller plus loin vers l'implantation du système de surveillance du vieillissement dans un moteur, il faut analyser le comportement HF du système complet câble-bobine en fonction du vieillissement.



### III.5.2 Etude du système câble-bobine

Le vieillissement du système câble-bobine est plus compliqué à réaliser. Il nécessite l'utilisation d'un grand four et d'un grand système de fixation de plusieurs échantillons câble-bobine. Pour ces raisons, le système complet, lorsque la bobine est alimentée par un câble MLC 14, est étudié par simulation. La simulation permet également d'analyser le système pour différentes longueurs du câble et de fixer les limites du modèle.

Cependant, une analyse fréquentielle du système câble-bobine neuf a été faite expérimentalement (longueur du câble : 1 m). Le résultat est présenté sur la Figure III.26, sous forme de module d'impédance (a) et angle de déphasage (b) en fonction de la fréquence. Cela permet de déterminer les fréquences de résonances réelles du système qui serviront pour déterminer les paramètres du modèle de simulation. Les fréquences de résonance du système câble-bobine sont de 2.3 MHz pour la résonance parallèle et de 17.4 MHz pour la résonance série.

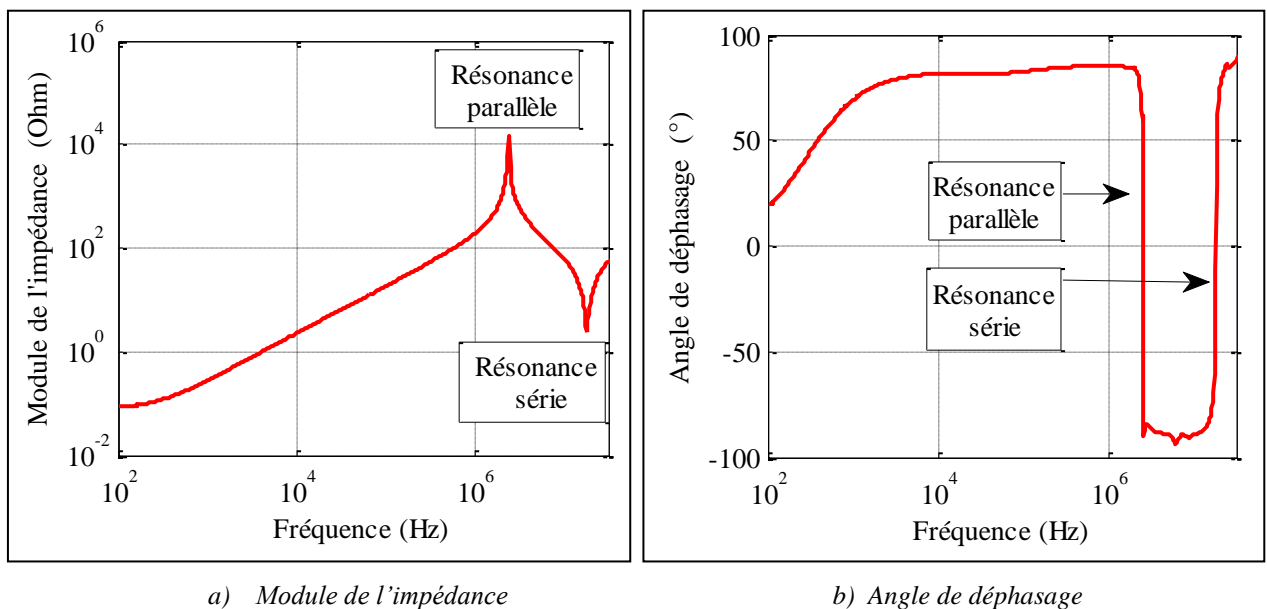


Figure III.26. Analyse fréquentielle du système câble-bobine (longueur du câble : 1 m). Résultat expérimental

#### A Définition du modèle de la bobine connecté par un câble

L'outil de simulation développé pour estimer les fréquences de résonance des bobines est adapté pour déterminer les fréquences de résonance du système câble-bobine. La méthode de calcul de la variation des fréquences de résonance est la même que celle décrite sur le schéma fonctionnel de la Figure III.16 en tenant en compte la présence d'un câble. Pour respecter la théorie générale des circuits, il faut que le câble soit découpé en tronçons petits devant le quart de la longueur d'onde à la fréquence la plus élevée.

La longueur du câble utilisé dans la phase expérimentale de la détermination des fréquences de résonance du système câble-bobine est de 1 m. Il est divisé en 2 portions de 0.5 m. Comme dans le cas de la bobine, chaque portion de câble est représentée par un circuit RLC avec la résistance et l'inductance en série, la capacité et la résistance qui caractérise les pertes dans l'isolant en parallèle. Le schéma équivalent à la

bobine et de son câble de connexion est représenté sur la Figure III.27. La méthode de détermination des paramètres de la bobine est décrite dans le paragraphe précédent. Les éléments d'une portion de câble à intégrer dans le schéma équivalent, pour un tronçon d'une longueur donnée, par exemple 50 cm, sont les suivants :

$R_c$  : résistance série du câble ( $\Omega$ ) ;

$L_c$  : inductance série du câble (H) ;

$R_{p,c}$  : résistance parallèle qui caractérise les pertes dans l'isolation du câble ( $\Omega$ ) ;

$C_c$  : capacité parallèle du câble (F).

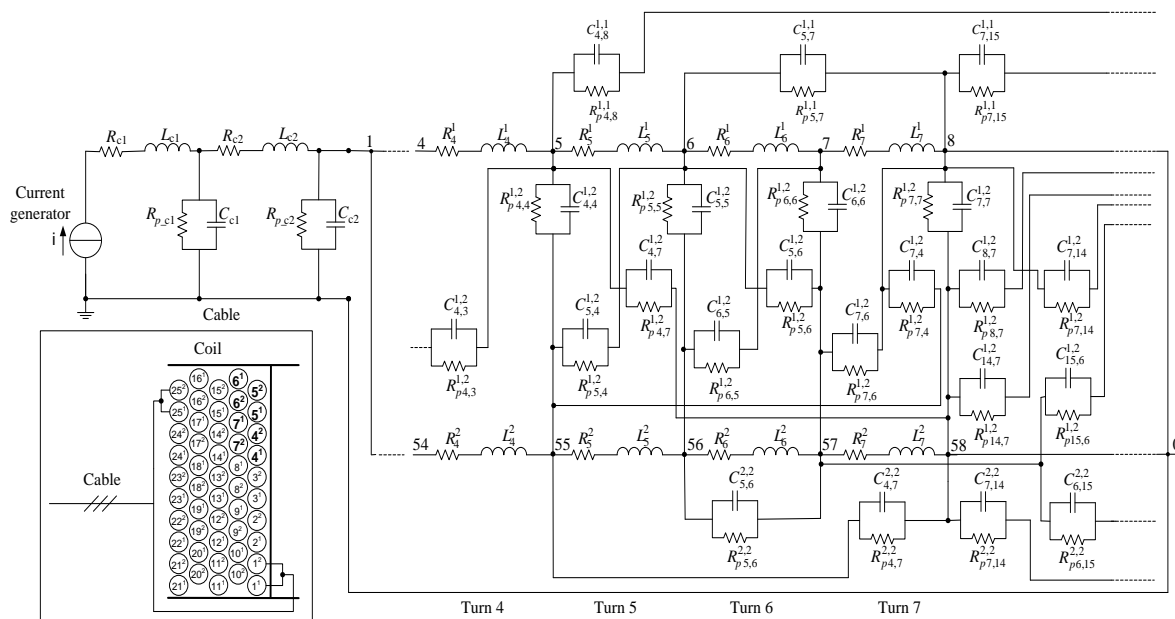
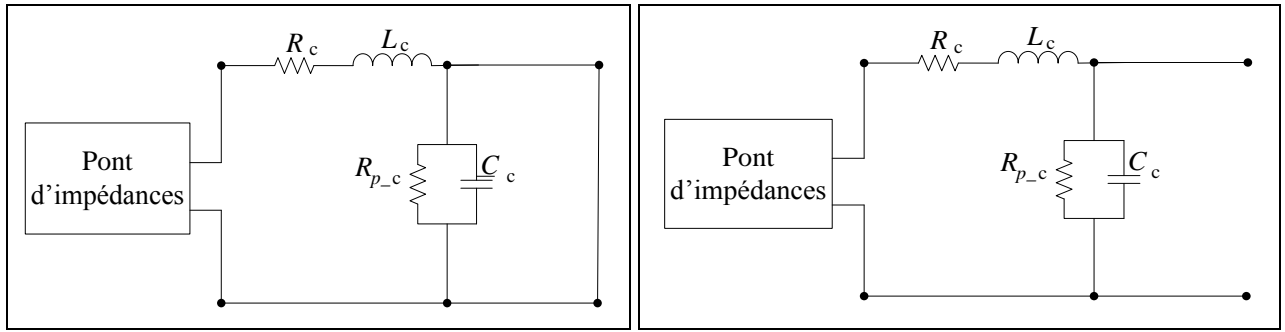


Figure III.27. Schéma équivalent partiel de la bobine avec son câble de connexion

Les paramètres du câble sont mesurés sur une portion de 0.5 m : la résistance et l'inductance sont mesurées entre deux conducteurs court-circuités à l'autre extrémité du câble ; la résistance et la capacité parallèle sont mesurées entre les mêmes fils, mais en circuit ouvert (Figure III.28). Les mesures sont réalisées pour les fréquences de résonance du système câble-bobine mesurées au début de l'étude, soit pour 2.27 MHz pour la première fréquence de résonance et pour 17 MHz pour la deuxième. Les erreurs des mesures sont données par le même abaque présenté dans l'Annexe A. L'erreur de mesure de la résistance propre du câble pour la première fréquence de résonance est de 1 % et pour la deuxième fréquence de résonance de 3 %, celle de la résistance parallèle est de 3 % pour les deux fréquences de résonance. L'inductance est mesurée avec une erreur de 1 % pour la première fréquence de résonance et de 3 % pour la deuxième. Pour la mesure de la capacité, les erreurs pour des fréquences autour de la première et deuxième résonance du système câble-bobine sont respectivement de 0.3 % et de 3 %. Les paramètres de la bobine et du câble pour ces fréquences sont donnés dans le Tableau III.2.



a) Câble court-circuité pour la mesure de la résistance et l'inductance

b) Câble en circuit ouvert pour la mesure de la capacité et de la résistance parallèle

Figure III.28. Schéma de mesure des paramètres du câble

Tableau III.2. Paramètres du câble et de la bobine pour les 2 fréquences de résonance du système câble-bobine

	2.27 MHz	17 MHz
<i>Paramètres de 0.5 m de câble</i>		
Résistance série, $R_c$ ( $\Omega$ )	0.372	1.543
Inductance propre, $L_c$ (nH)	223	201
Résistance parallèle, $R_{p\_c}$ (k $\Omega$ )	350	35.36
Capacité parallèle : $C_c=85.75$ pF		
<i>Paramètre de la bobine</i>		
Inductance propre d'une spire, $L$ (nH)	73.4	72.1
Résistance propre d'une spire, $R$ ( $\Omega$ )	0.45	0.7
Résistance inter-spires, $R_p$ ( $\Omega$ )	220	150
Coefficient de couplage mutuel, $k_1$	0.86	0.85
Coefficient de couplage mutuel, $k_2$	0.53	0.5
Capacité inter-spires : $C=15$ pF		

Pour comparer les valeurs mesurées de ces paramètres à celles obtenues dans un cadre théorique, l'inductance et la capacité linéique du câble ont été calculées. Pour le calcul de la capacité on a considéré deux conducteurs rectilignes, parallèles. Les deux conducteurs du câble ont un rayon  $r=0.8$  mm et distance entre leurs centres  $D=2.2$  mm (Figure III.29). L'isolant du câble est composé de couches de PI et de PTFE; l'estimation de la capacité linéique a été faite avec une permittivité relative approximative  $\epsilon_r=3$ . En appliquant le théorème de Gauss dans un point quelconque sur la droite qui relie les deux surfaces cylindriques du fil au point le plus proche, on obtient la formule de calcul de la capacité linéique, exprimée en  $F/m$ , entre les deux fils parallèles :

$$C = \frac{\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln\left(\frac{D-r}{r}\right)} \quad (\text{III.3})$$

La valeur de la capacité obtenue par le calcul avec la formule (III.3) est égale à  $C=157$  pF/m, soit 78.5 pF pour la longueur élémentaire de 50 cm considérée. Ces résultats sont 10 % au dessous de la valeur mesurée. Cette différence s'explique par les approximations faites sur les dimensions du câble et sur la permittivité de l'isolant.

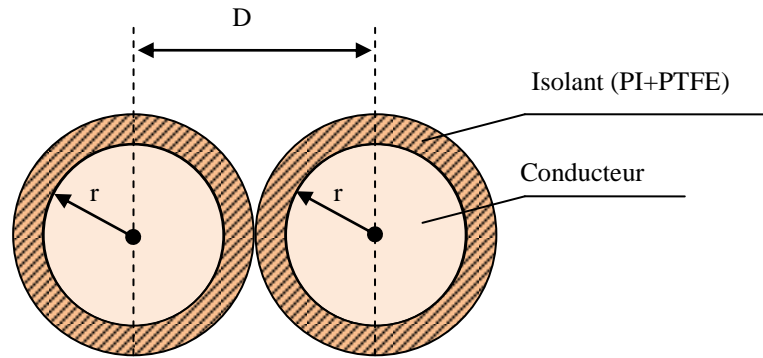


Figure III.29. Ligne bifilaire

L'inductance linéique du câble a été calculée par des formules disponibles dans la littérature qui prennent en compte l'effet de peau et de proximité d'un câble bifilaire [WEE06]. Les mesures obtenues sur le câble expérimental sont très supérieures aux estimations données par ces formules (rapport quatre). Cette différence importante s'explique par le fait que les brins de cuivre qui forment les fils au câble sont couverts de nickel pour résister à l'oxydation. Le nickel est un matériau magnétique qui a une perméabilité relative de l'ordre de 600, la répartition du champ magnétique autour des fils conducteurs d'un tel câble est donc très différente de celle obtenue avec des conducteurs en cuivre. La formule théorique issue de la littérature est valable pour un câble à deux fils sans blindage ; une différence importante existe également au niveau de la géométrie. Les résultats disponibles dans la littérature scientifique classique qui ne prennent pas en considération cette particularité de construction des câbles de l'aéronautique ne sont donc pas applicables. La couche de nickel qui recouvre chaque brin conducteur du câble augmente l'inductance linéique ce qui a pour conséquence d'augmenter l'impédance caractéristique du câble et de réduire la vitesse de propagation des fronts de tension le long d'un tel câble par rapport aux solutions classiques sans nickel.

### **B Comportement HF du système câble-bobine pendant le vieillissement**

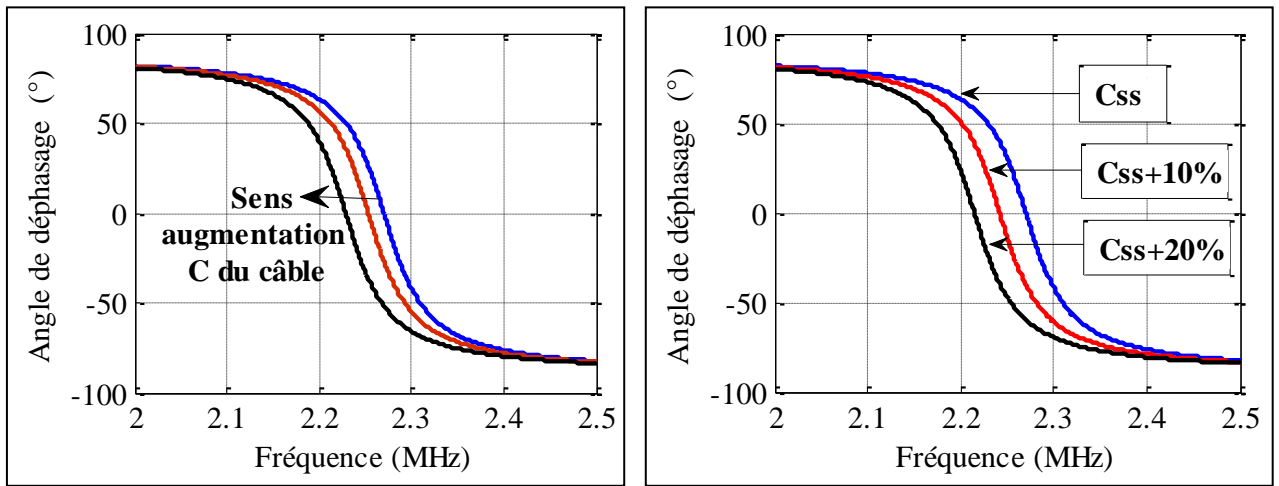
Les premières simulations sont faites en considérant un câble court (1 m) et en traitant séparément les variations de la capacité inter-spères de la bobine fixée à 20 % qui est une estimation basse de la plage de variation de l'indicateur delta-C, sur la durée de vie totale de la machine et de chaque tronçon du câble estimées à +5 % pour des contraintes thermiques très fortes bien au delà de la courbe d'Arrhenius sur laquelle le constructeur se base pour estimer la durée de vie de ses produits. Ce choix d'une variation basse pour l'indicateur utile delta-C et d'une variation forte de la capacité du câble qui est un élément parasite, place l'analyse dans le cas le plus défavorable.

La fonction de deux variables  $F(C_{b0}+\Delta C_b, C_{c0}+\Delta C_c)$ , qui caractérise la fréquence de résonance série ou parallèle du système câble-bobine, peut être développé en utilisant la formule de Taylor au voisinage des valeurs initiales des variables obtenues pour une machine neuve et un câble neuf notées  $C_{b0}$ , et  $C_{c0}$  :

$$\begin{aligned}
 F(C_{b0} + \Delta C_b, C_{c0} + \Delta C_c) &= F(C_{b0}, C_{c0}) + \Delta C_b \cdot \left( \frac{\partial F(C_{b0})}{\partial C_b} \right) + \Delta C_c \cdot \left( \frac{\partial F(C_{c0})}{\partial C_c} \right) + \\
 &+ \frac{1}{2!} \cdot \Delta C_b^2 \cdot \left( \frac{\partial^2 F(C_{b0})}{\partial C_b^2} \right) + \frac{1}{2!} \cdot \Delta C_c^2 \cdot \left( \frac{\partial^2 F(C_{c0})}{\partial C_c^2} \right) + \dots
 \end{aligned}
 \tag{III.4}$$

Pour des variations raisonnables des variables  $\Delta C_b$  et  $\Delta C_c$ , le développement peut être limité au 1<sup>er</sup> degré. Par conséquent, la variation d'une fréquence de résonance du système peut être estimée par la somme des variations de la fréquence de résonance due à la variation de la capacité de la bobine ( $\Delta C_b$ ) et celle due à la variation de la capacité du câble ( $\Delta C_c$ ).

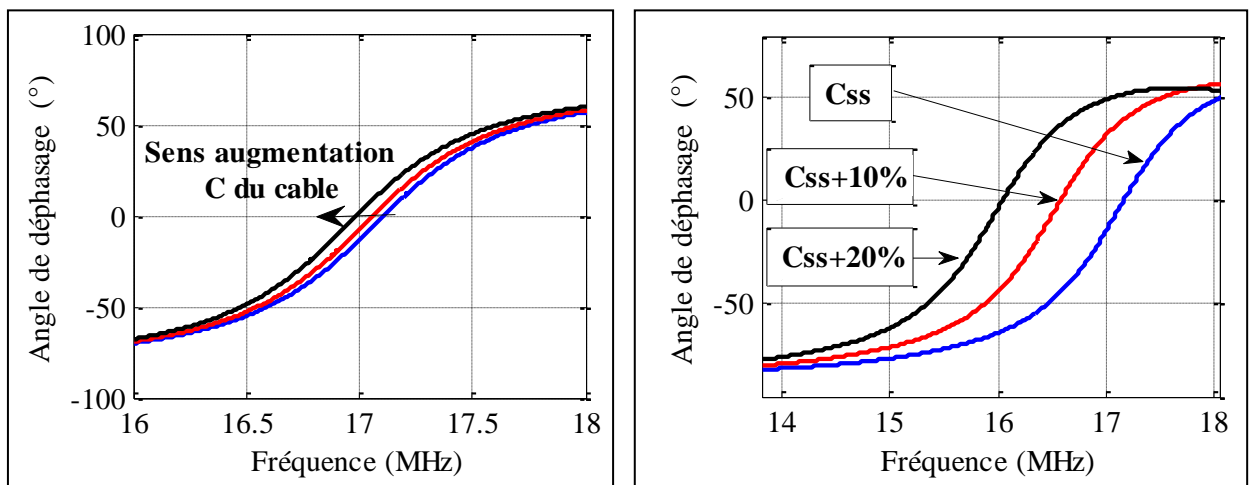
Les résultats de simulation sont donnés à la Figure III.30 (a) et (b) pour la résonance série et sur la Figure III.31 (a) et (b) pour celle parallèle. Ces figures représentent la phase de l'impédance de l'ensemble du système bobine-câble. Seules les courbes extrêmes et une courbe intermédiaire sont présentées.



a) Capacité du câble variable de 0 à +5 %

b) Capacité de la bobine variable de 0 à +20 %

Figure III.30. Fréquences de la résonance parallèle du système câble-bobine pour différentes valeurs de capacités



a) Capacité du câble variable de 0 à +5 %

b) Capacité de la bobine variable de 0 à +20 %

Figure III.31. Fréquences de la résonance série du système câble-bobine pour différentes valeurs de capacités

Des résultats affinés sont donnés sur les figures III.32 et III.33 en relevant la fréquence pour laquelle la phase passe par zéro, ce qui correspond à la résonance [SAV13-2]. L'axe horizontal représente la variation de la capacité obtenue au cours du vieillissement du système, mais en séparant les effets.

En pratique, la seule mesure disponible sera la variation de la fréquence de résonance choisie (série ou parallèle) et l'interprétation de cette variation exige de remonter à la source (moteur ou câble) pour faire un diagnostic pertinent.

En analysant les variations de la fréquence parallèle, la Figure III.32 montre que le diagnostic du vieillissement de la machine est difficile car une réduction importante de la fréquence de résonance est également obtenue par l'augmentation de la capacité du câble dû à son vieillissement, qui vient perturber le système de surveillance de la machine.

La Figure III.33, consacrée à l'analyse de la résonance série, montre que la réduction de la fréquence de résonance est principalement due au vieillissement de la bobine, l'influence du câble est négligeable. Par conséquent, pour cette longueur du câble, la résonance série est classé prioritaire par rapport à celle parallèle pour être utilisée dans un système de diagnostic du vieillissement de la machine. Elle est préférentielle aussi par sa détection plus facile grâce à l'impédance minimale du circuit à cette fréquence.

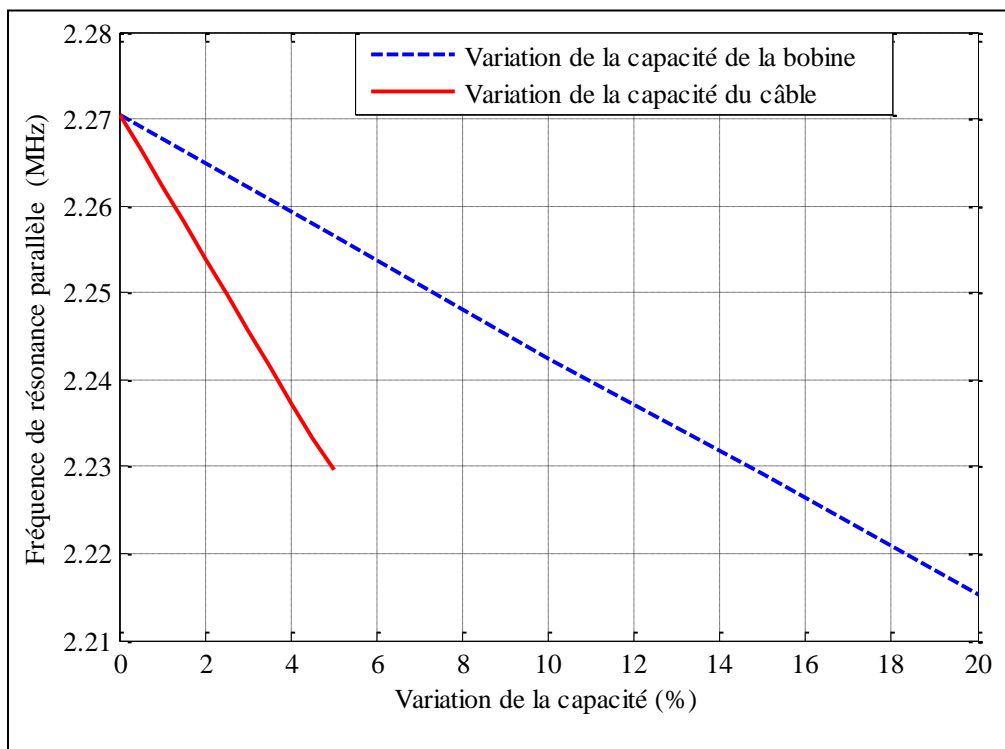


Figure III.32. Evolution de la première fréquence de résonance en fonction de la variation de la capacité du câble et de la bobine

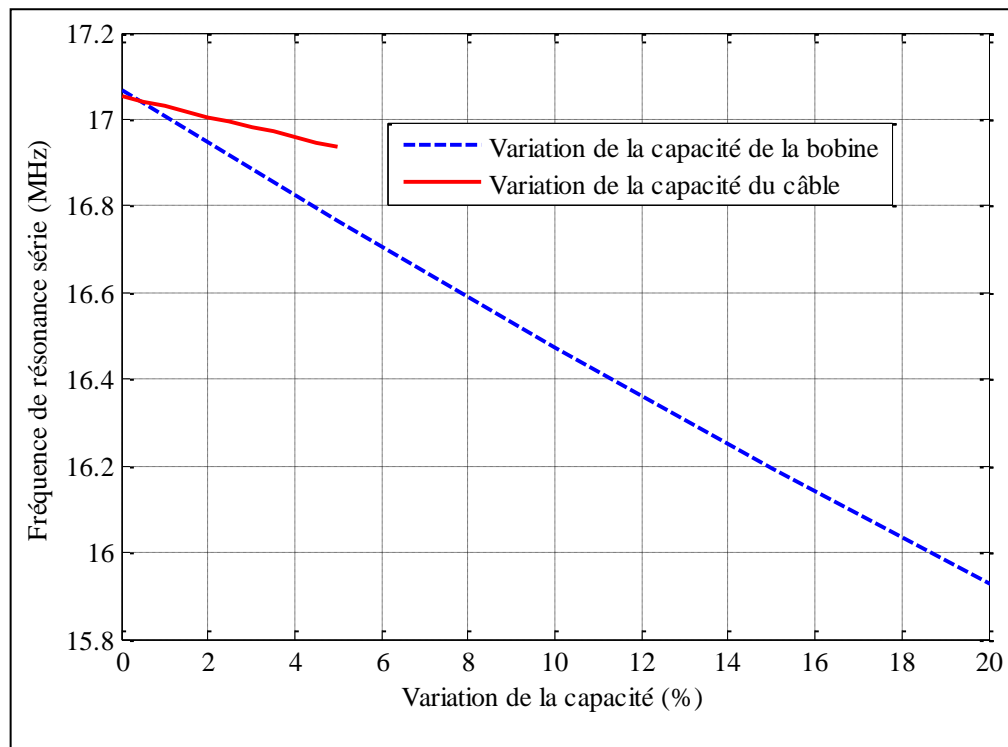


Figure III.33. Evolution de la deuxième fréquence de résonance en fonction de la variation de la capacité du câble et de la bobine

### C Limites liés à la longueur du câble

Pour définir les limites des possibilités du système de surveillance de la machine par un système intégré dans le convertisseur, des simulations du système câble-bobine sont exécutées pour différentes longueurs du câble (1 m, 3 m, 5 m, 7 m et 10 m). Les paramètres du schéma équivalent de la bobine et du câble (Figure III.27) sont les mêmes que ceux présentés dans le paragraphe précédent pour un câble de 1 m. L'augmentation de la longueur du câble est effectuée par l'ajout de portions élémentaires d'une longueur de 0.5 m représentés par des circuits élémentaires RLC identiques. On considère que dans la bande des fréquences de résonance obtenues pour différentes longueurs de câble, les paramètres élémentaires d'une portion de câble et de chaque spire de la bobine restent constants. Cette hypothèse peut être faite pour la détermination des fréquences de résonance qui dépendent de l'inductance et de la capacité et ces paramètres varient peu en fonction de la fréquence.

L'utilisation des différentes longueurs de câbles conduit à des variations des fréquences de résonance. Sur la Figure III.34 sont représentées les diminutions de la résonance parallèle (a) et de celle série (b), du système câble-bobine en fonction de la longueur du câble utilisée.

On va tracer maintenant l'influence de la longueur du câble sur les variations des fréquences de résonance du système câble-bobine, dues à une augmentation de 20 % de la capacité inter-spaires du bobinage et de 5 % de la capacité du câble. Les résultats sont présentés sur la Figure III.35 pour les deux premières fréquences de résonance analysées.

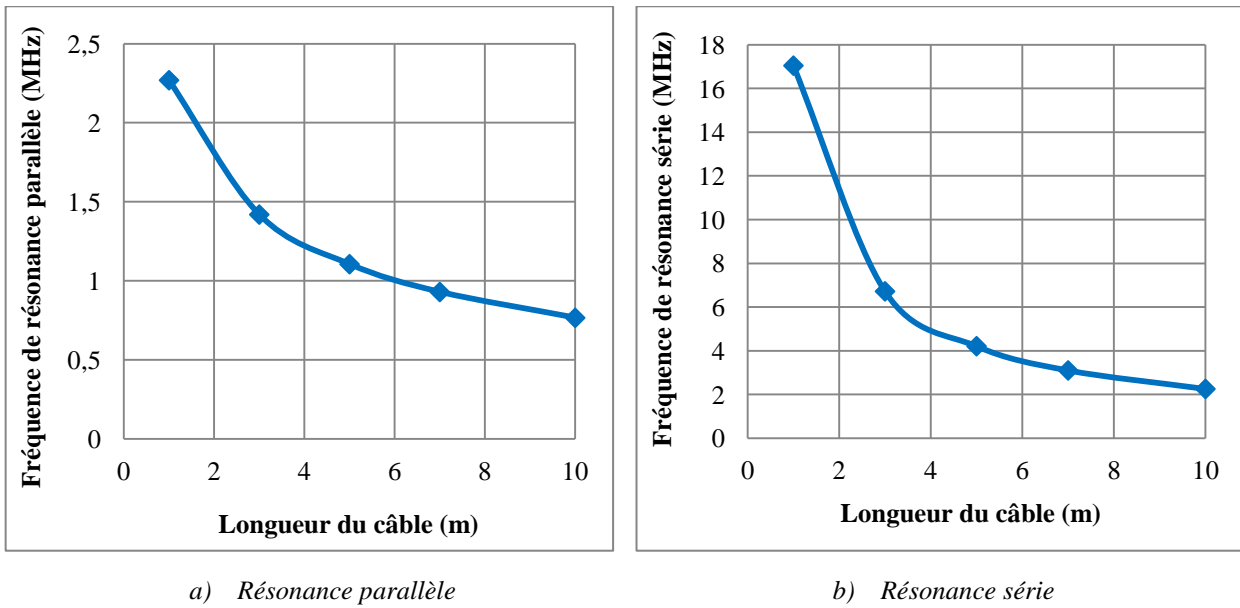


Figure III.34. Variation des fréquences de résonance en fonction de la longueur du câble dans un système câble bobine

Le premier point de ces figures, correspondant à une longueur du câble de 1 m, reprend les résultats présentés sur les figures III.32 et III.33. Pour cette longueur, la variation de 20 % de la capacité inter-spires du bobinage conduit à des variations des fréquences de résonance plus importantes que celles dues à la variation de 5 % de la capacité du câble. Par contre, avec l'augmentation de la longueur du câble, le vieillissement du câble conduit à des variations des fréquences de résonance parallèles plus importantes que celles dues au vieillissement de la bobine. Donc, l'influence du câble sur le système câble-bobine devient très importante. Concernant la variation de la résonance série, à partir d'une longueur de câble de 3 m, elle est du même ordre de grandeur lorsque la capacité du câble ou de la bobine varie en résultat du vieillissement. Il est donc difficile de distinguer le vieillissement de l'un par rapport à l'autre.

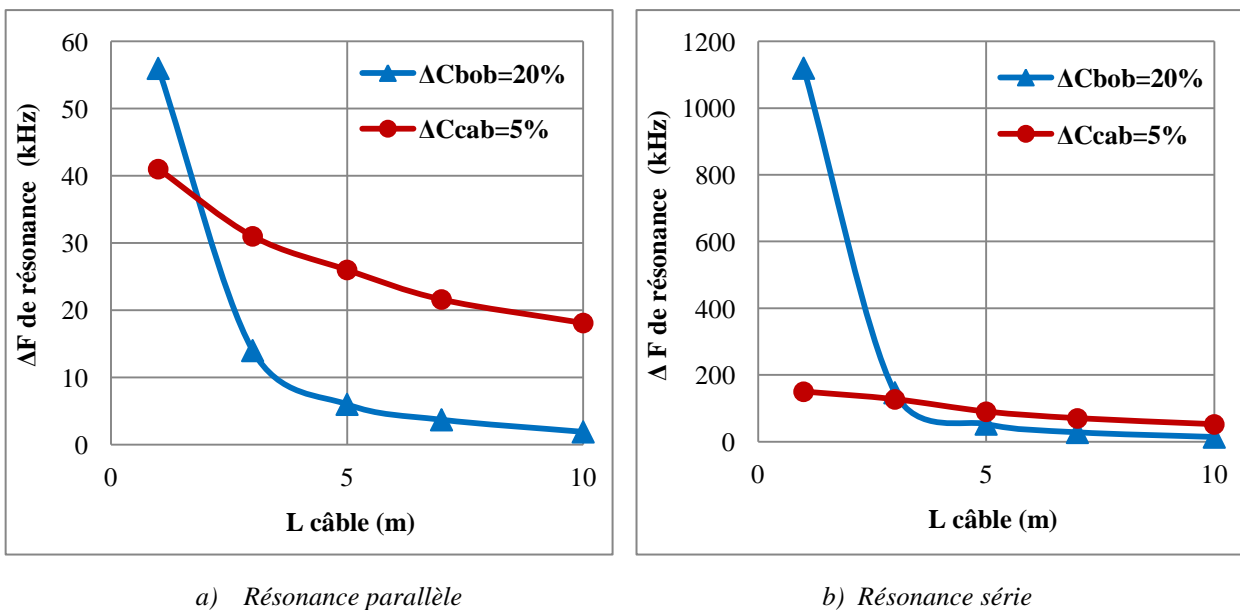


Figure III.35. Influence de la longueur du câble sur les variations des fréquences de résonance dues aux variations des capacités dans un système câble-bobine



Cette analyse montre les limites des possibilités de la surveillance lorsque le système est placé dans le convertisseur (Figure III.1, (b)). Pour des câbles courts (1-2 m), le vieillissement de la bobine détermine des variations importantes de la résonance série ; le vieillissement du câble perturbe très peu la mesure [SAV13-2]. La surveillance pourra être faite sur la résonance série en négligeant l'effet du vieillissement du câble de connexion. Pour des longueurs plus grandes, le vieillissement du câble cause des variations des fréquences de résonance plus importantes que celles dues au vieillissement de la bobine pour la résonance parallèle et des valeurs comparables pour la résonance série. L'influence du câble est importante et par conséquent, il devient impossible de faire la discrimination des causes essentielles des variations mesurées par le système de diagnostic. Pour les câbles longs, il est nécessaire d'installer le système de surveillance près de la machine (Figure III.1, (a)). Ainsi, le câble aura une longueur négligeable ou il sera totalement éliminé.

### III.6 Conclusion

Cette étude a pour but de proposer une nouvelle méthode de diagnostic de l'isolation des bobinages des machines électriques basse tension avec une isolation classique des fils (PEI+PAI+imprégnation ou thermocollage). Une méthode qui découle du nouvel indicateur delta-C du vieillissement de l'isolation inter-spores est proposée. Elle est basée sur une analyse en HF des variations des fréquences de résonance.

Deux types des systèmes de surveillance sont analysés. Ils sont composés de deux éléments principaux : un câble et une bobine. L'influence du vieillissement de l'isolation de ces éléments sur la variation des fréquences de résonance est étudiée séparément.

Des bobines ont été utilisées pour simuler le bobinage de la machine. Elles sont soumises à des cycles de vieillissement thermique accélérés normalisés qui ont permis de confirmer la variation de la capacité inter-spores aussi bien pour les bobines réalisées en fil thermo-adhérent que pour celles en fil classique-imprégné. Sans imprégnation et sans collage, l'indicateur delta-C ne fonctionne pas alors qu'il fonctionne pour des solutions industrielles courantes qui consistent à thermocoller ou à imprégner les bobinages.

La conséquence principale de la variation de la capacité inter-spores des bobines a été observée, il s'agit des fréquences de résonance en HF qui diminuent après les cycles de vieillissement thermique.

Pour vérifier l'influence du câble sur les réponses fréquentielles du système de diagnostic, il est également soumis à des cycles de vieillissement normalisés, et sa capacité est mesurée entre chaque cycle. La variation maximale de la capacité du câble est estimée à 5 % pour des conditions extrêmes de son vieillissement. Cette valeur est utilisée dans les simulations du système câble-bobine pour définir l'influence possible du vieillissement du câble sur le diagnostic de la machine.

Pour détailler l'étude, des simulations numériques ont été effectuées. L'utilisation des outils de simulation permet d'étudier l'influence de chaque élément du système, sur l'ensemble global. En effet, la simulation de la bobine seule a été faite pour caractériser le comportement de l'élément essentiel du

diagnostic sous l'effet de son vieillissement. Cette simulation décrit un des systèmes de diagnostic proposé qui consiste en une surveillance faite par un système installé aux bornes de la machine

Par la suite, les simulations du système câble-bobine ont été faites en tenant compte des variations de la capacité du câble (+5 %) et celle de la bobine (+20 %) représentatives de leur vieillissement. Cette simulation caractérise le cas du système de diagnostic intégré dans le convertisseur. Cela a permis d'établir l'influence de chaque élément du système sur les variations des fréquences de résonance. Les limites de l'applicabilité du système de diagnostic intégré dans le convertisseur ont été également définies. Ainsi, l'augmentation de la longueur du câble modifie les valeurs des fréquences de résonance à surveiller et aussi leurs variations, lorsque les capacités de la bobine et du fil varient.

La fréquence de résonance série convient mieux pour être le paramètre clé du système de diagnostic car l'impédance qui lui correspond est minimale, donc facile à mesurer et les variations absolues de ses fréquences sont plus importantes lors de la variation de la capacité inter-spires du bobinage. Un autre point fort, qui justifie l'utilisation de cette fréquence de résonance comme nouvel indicateur de vieillissement de l'isolation du bobinage du moteur, est l'influence plus faible du vieillissement de l'isolation du câble pour des longueurs limitées.

La résonance parallèle peut également être prise comme indicateur de vieillissement du bobinage. Les variations absolues des fréquences de cette résonance en fonction du vieillissement de l'isolation sont moins importantes, mais restent détectables. Par contre, le vieillissement du câble doit être considéré même pour des longueurs assez courtes (1 m). Un autre point faible de l'utilisation de la résonance parallèle pour le diagnostic est l'impédance maximale pour cette fréquence, ce qui rend la détection de cette dernière plus difficile car les courants sont plus faibles.

Cette nouvelle méthode de diagnostic permettra ainsi la surveillance du vieillissement du bobinage du moteur électrique, en effectuant une analyse en HF, soit au niveau du convertisseur pour des courtes longueurs du câble, soit aux bornes de la machine.

## ***Conclusion générale et perspectives***



La tendance actuelle dans l'aéronautique est le passage à l'avion plus électrique dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique globale, de diminuer la pollution, et de baisser les couts de maintenance et d'exploitation. Les systèmes hydrauliques et pneumatiques seront progressivement remplacés par des actionneurs électriques qui ont un cout de maintenance plus faible. L'augmentation de la puissance électrique embarquée implique une augmentation de la tension du réseau électrique du bord, pour ne pas augmenter la masse des conducteurs électriques, et l'introduction massive de convertisseurs électroniques de contrôle et de commande des actionneurs. La conséquence naturelle de ce choix est une augmentation des contraintes sur tous les systèmes d'isolation électrique et la maîtrise du vieillissement des bobinages des actionneurs électriques.

L'effet des contraintes thermiques sur les polymères est connu depuis longtemps et fait l'objet de normes basées sur la loi d'Arrhenius. Cette contrainte thermique normalisée est utilisée comme contrainte unique pour obtenir un vieillissement accéléré bien contrôlé, elle permet de conduire des essais de vieillissement accélérés qui ont permis la définition d'un nouvel indicateur de vieillissement du bobinage appelé delta-C, qui est la variation de la capacité inter-spices des bobinages. Cet indicateur est assez facilement mesurable, il permet d'aller vers un système de diagnostic « on-line » du vieillissement de l'isolation électrique des actionneurs embarqués.

La validation du nouvel indicateur de vieillissement delta-C est faite sur deux technologies de bobinages très utilisées à base de fil émaillé standard; la première est basée sur le thermocollage des bobines la seconde par l'imprégnation par un vernis à base de polymère. Plusieurs diamètres du fil sont utilisés pour pouvoir généraliser le principe. Chaque type de fil est testé avec un grand nombre d'échantillons normalisés, ce qui permet d'obtenir des résultats fiables. Le protocole des essais inclut des cycles thermiques longs qui entrent bien dans le domaine de validité de la loi d'Arrhenius. Le nouvel indicateur delta-C est corrélé au principal paramètre critique qui est le seuil d'apparition des décharges partielles (PDIV).

Le vieillissement des éprouvettes torsadées a montré une augmentation de la capacité entre les deux conducteurs qui correspond à la capacité inter-spices des bobinages. Dans le cas du fil thermo-adhérent, l'augmentation est importante ; cependant elle n'est pas significative pour des échantillons non collés. Cette augmentation du nouvel indicateur delta-C, mesurable en petits signaux est clairement corrélée à la réduction du PDIV qui est un seuil inaccessible à la mesure directe. Cette corrélation permet de prédire l'apparition des DP dans les bobinages, et donc d'anticiper l'arrivée du principal accélérateur du vieillissement de l'isolation organique des machines électriques.

Dans la continuité de cette étude, il sera nécessaire de fixer une valeur critique à la variation de la capacité tolérable qui caractérisera un certain degré de vieillissement critique pour lequel la probabilité de défaillance devient trop importante pour le domaine d'utilisation concerné. Ainsi, pour des domaines où une

très grande fiabilité est exigée, comme dans l'aéronautique, une variation relativement faible de la capacité sera définie comme variation critique qui va correspondre à une faible probabilité de défaillance. L'indicateur delta-C va permettre de déclencher un seuil d'alerte qui permettra de déclencher des actions de maintenance classiques. La définition de la valeur seuil n'est pas facile. Une valeur de +20 % de variation maximale de la capacité peut être choisie car elle représente une synthèse des essais longs faits sur le fil thermo-adhérent. Cette valeur correspond à un PDIV supérieur à 550 V. Pour des applications qui requièrent une fiabilité plus élevée, un seuil plus faible doit être défini ; delta-C=10 % correspond par exemple à un PDIV de l'ordre de 630 V qui permet de tenir les pointes de tension qui suivent les fronts raides imposés par les convertisseurs MLI dans les configurations les plus défavorables obtenues lorsque les bobinages sont réalisés en vrac.

Dans les machines électriques, les bobinages réalisés avec du fil émaillé classique sont toujours imprégnés avec du vernis à base de polymère. L'applicabilité du nouvel indicateur delta-C sur du fil classique imprégné ne peut pas être vérifié par des tests sur des éprouvettes torsadées, car leur imprégnation n'est pas représentative de celle des bobinages des moteurs : les PDIV mesurés sont anormalement élevés. Cette différence s'explique par la simplicité extrême des éprouvettes torsadées. Les forces de tension superficielles qui maintiennent le vernis au plus près de la ligne de contact entre les fils lorsque l'éprouvette est sortie verticalement de son bain de trempage créent une imprégnation quasiment parfaite, bien meilleure que celle obtenue pour une machine réelle. L'applicabilité de l'indicateur delta-C est vérifiée par des essais de vieillissement menés sur des bobines réalisées avec du fil classique, et imprégnés pendant le bobinage de façon à avoir une imprégnation de bonne qualité similaire à celle qui est obtenue en milieu industriel. Le vieillissement de ces bobines imprégnées a montré que le nouvel indicateur de vieillissement delta-C fonctionne également pour les bobinages imprégnés réalisés avec du fil classique. Ce résultat confirme les hypothèses faites lors de l'analyse des résultats obtenus avec les éprouvettes torsadées.

Pour les mêmes durées de vieillissement accéléré effectué sur les bobines et sur les éprouvettes torsadées, les variations de la capacité ne sont pas exactement les mêmes. Ces différences s'expliquent par les effets de l'oxydation externe qui n'est pas le même à cause de la réduction de la surface de contact avec l'air ambiant. La contrainte mécanique due aux forces élastiques de compression des fils des éprouvettes torsadées qui sont appliquées pendant la réalisation des éprouvettes, sont absentes dans les bobines réalisées manuellement. Ces contraintes correspondant à des pressions mécaniques sur les isolants des éprouvettes qui expliquent les différences constatées tant pour l'indicateur delta-C, que pour le taux de défaillance. Cet effet défavorable sur la durée de vie de l'isolation inter-spires peut être pris en considération pour le réglage des machines automatiques qui réalisent les bobinages des machines électriques.

Le nouvel indicateur de vieillissement delta-C est intéressant dans le contexte de son utilisation dans un système de surveillance des machines électriques. La variation de la capacité inter-spires détermine des variations des fréquences de résonance dans la partie haute du spectre et qui sont exploitable par un système de diagnostic adapté. En effet, les analyses fréquentielles effectués sur les bobines vieilles thermiquement

ont montré que le vieillissement détermine des réductions significatives, donc exploitables, des fréquences de résonance.

Pour le diagnostic du moteur électrique, deux systèmes sont définis. Le premier prévoit un système de diagnostic de la machine installé dans le convertisseur. Dans le second cas, le système de diagnostic est installé à proximité immédiate de la machine. Le premier cas est plus simple de point de vue technique mais doit prendre en considération l'influence de câble de connexion. Pour cela, l'étude du vieillissement d'un câble standard utilisé en aéronautique a été faite. Le résultat est une augmentation de la capacité du câble estimé au maximum à 5 % pour un vieillissement exagéré, nettement au-delà de la courbe d'Arrhenius représentative des normes actuelles. Le second système de diagnostic n'est pas ou peu influencé par le câble car il est installé aux bornes de la machine ou à sa proximité. Cependant, une liaison « petits signaux » est nécessaire pour relier le convertisseur et le système de diagnostic pour transmettre les signaux.

Pour approfondir l'étude de ces systèmes et généraliser les principes développés, un outil de simulation numérique a été adapté. Les simulations réalisées prennent en considération le vieillissement des bobines et du câble et donc les variations des capacités qui ont été constatées lors des tests de vieillissement (20 % pour les bobines et 5 % pour le câble). L'influence de chaque paramètre sur les fréquences de résonance est étudiée.

Deux fréquences de résonance sont étudiées; la première est une résonance parallèle et la deuxième une résonance série. Le diagnostic sur la résonance série est plus simple à réaliser, car cette résonance correspond à une impédance minimale et donc à un courant maximal lorsque l'excitation est un générateur de tension. Les limites liées à la longueur du câble dans le cas du système de diagnostic installé dans le convertisseur sont étudiées. On constate que pour une longueur de câble inférieure à 2 m, il est recommandé de faire le diagnostic sur la résonance série avec la possibilité de négliger l'influence du vieillissement de câble. Pour des longueurs plus grandes, l'influence du câble doit être prise en considération.

L'étude présentée a montré que les mécanismes de vieillissement des éprouvettes torsadées et des bobines ordonnées ne sont pas exactement les mêmes. Cette constatation montre bien la difficulté inhérente à tous les systèmes de prévision du vieillissement des objets et des systèmes. La pertinence du nouvel indicateur delta-C et la dimension nouvelle qu'il peut apporter aux méthodes actuelles de diagnostic et de maintenance des actionneurs électriques sont démontrées. Le nouvel indicateur delta-C est validé dans le cadre de campagnes de vieillissement accéléré par des cycles thermiques normalisées théoriquement représentatif du vieillissement naturel des vernis isolants. La réalité du vieillissement d'une machine embarquée dans un avion pendant des dizaines d'années est vraisemblablement différente car les contraintes sont multiples. Le nouvel indicateur delta-C a maintenant besoin d'être confronté à cette réalité. Les prévisions qu'il pourra donner ne seront qu'un élément parmi d'autres qui permettront une maintenance préventive efficace et bon-marché.



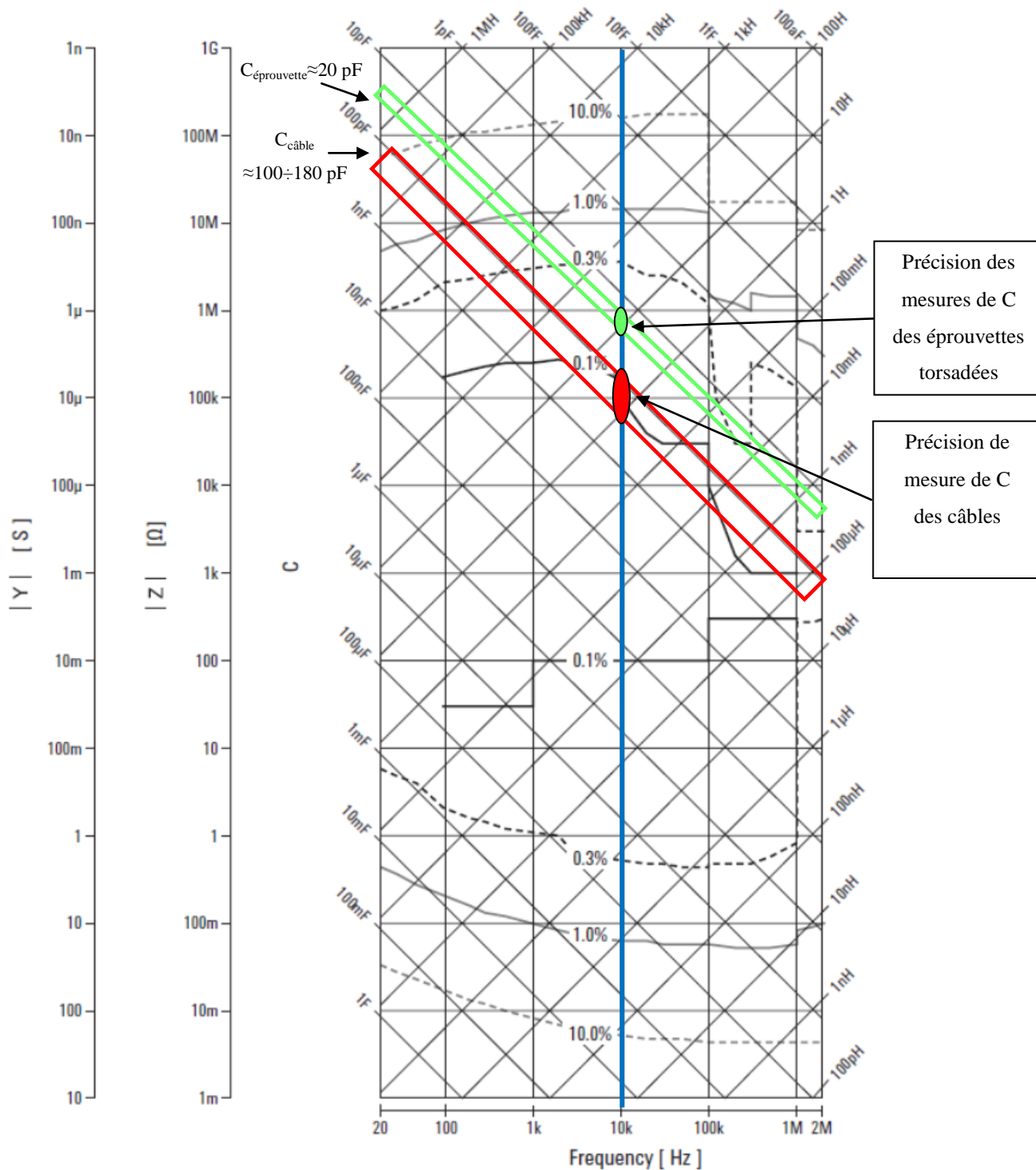


## ***Annexe***



## Annexe A

Abaque pour la détermination de la précision des mesures faites avec l'analyseur d'impédances Agilent 4980A [AGI4980].



Cet abaque issu de la notice technique du pont de mesure a permis d'établir la précision de mesure de la capacité des éprouvettes torsadées et des câbles en fonction de la fréquence appliquée. La précision de mesure est obtenue par l'intersection de la zone des valeurs des capacités mesurées, avec la fréquence de mesure (10 kHz).

## Annexe B

Cette annexe regroupe sous forme de tableau les résultats de mesures effectuées sur des éprouvettes torsadées, suite aux essais de vieillissements thermiques définis par le protocole présenté sur la Figure II.6 du chapitre II. La variation en fonction de la durée de la contrainte thermique des paramètres suivants est présentée :

**Cp\_moy** : capacité moyenne

**PDIV ecartype** : écart type des capacités mesurées

**ΔCp\_moy** : variation moyenne de la capacité

**Eprouv claqué** : nombre d'éprouvettes qui ont subies une rupture diélectrique (défaut suite à un claquage)

**Cp ecartype** : écart type des capacités mesurées

**Défaut** : pourcentage d'éprouvettes défectueuses

**PDIV\_moy** : PDIV moyen

**ΔPDIV\_moy** : variation moyenne du PDIV

Tableau B.1. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique :  
T=280 °C, 1 jour/cycle

Durée du vieillissement (jours)		0	1	2	3	4	5	6	7
Fil classique Ø 0,85 mm	Cp_moy (pF)	16,2	17,9	18,0	17,6	17,8	18,5	19,0	20,2
	ΔCp_moy (%)	0	9,9	11,1	8,2	9,3	13,8	17,1	24,1
	Cp ecartype(pF)	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,0	1,2
	PDIV_moy (V)	720	623	578	565	529	498	469	450
	ΔPDIV_moy (%)	0	-13,5	-19,8	-21,6	-26,5	-30,8	-34,9	-37,5
	PDIV ecartype (V)	19,6	15,3	9,1	9,7	11,3	24,8	21,0	37,3
	éprouv claqué	0	0	0	1	2	6	10	39
	défaut (%)	0	0	0	2	4	12	20	78
Fil thermo- adhérent Ø 0,85 mm	Cp_moy (pF)	18,5	22,8	22,3	21,6	22,3	22,9	23,4	25,8
	ΔCp_moy (%)	0	23,3	20,8	17,1	20,6	24,0	26,5	39,6
	Cp ecartype(pF)	0,8	1,1	2,0	1,9	2,0	2,1	2,1	2,3
	PDIV_moy (V)	740	592	547	544	513	490	457	443
	ΔPDIV_moy (%)	0	-20,1	-26,1	-26,5	-30,7	-33,8	-38,2	-40,2
	PDIV ecartype (V)	22,7	15,3	20,4	26,9	21,4	20,9	44,5	29,7
	éprouv claqué	0	0	0	0	4	5	12	34
	défaut (%)	0	0	0	0	8	10	24	68
Fil classique Ø 0,95 mm	Cp_moy (pF)	19,0	20,6	20,4	19,8	20,5	21,0	21,5	23,3
	ΔCp_moy (%)	0	8,4	7,6	4,2	7,8	10,8	13,2	22,8
	Cp ecartype(pF)	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,6	0,9
	PDIV_moy (V)	651	545	490	475	453	414	400	380
	ΔPDIV_moy (%)	0	-16,3	-24,6	-27,0	-30,4	-36,4	-38,5	-41,6
	PDIV ecartype (V)	19,5	19,9	7,5	62,9	19,7	29,0	21,6	24,6
	éprouv claqué	0	0	0	0	4	5	12	34
	défaut (%)	0	0	0	0	8	10	24	68
Fil thermo- adhérent Ø 0,95 mm	Cp_moy (pF)	19,6	21,8	19,8	20,2	21,1	22,0	22,8	25,0
	ΔCp_moy (%)	0,0	10,8	0,7	2,6	7,3	12,0	16,0	27,2
	Cp ecartype(pF)	0,8	1,4	1,3	1,3	1,4	1,7	1,8	1,6
	PDIV_moy (V)	712	613	547	531	501	463	436	400
	ΔPDIV_moy (%)	0	-13,9	-23,1	-25,3	-29,6	-34,9	-38,8	-43,8
	PDIV ecartype (V)	20,2	19,7	18,7	25,0	22,0	49,6	43,4	42,3
	éprouv claqué	0	0	0	0	2	6	34	39
	défaut (%)	0	0	0	0	4	12	68	78
Fil classique Ø 1,25 mm	Cp_moy (pF)	18,5	19,0	18,7	18,7	19,3	20,3	20,6	
	ΔCp_moy (%)	0	2,4	0,8	1,2	4,3	9,4	10,9	
	Cp ecartype(pF)	0,7	0,9	1,1	1,3	1,3	1,6	1,4	
	PDIV_moy (V)	694	614	560	546	495	459	416	
	ΔPDIV_moy (%)	0	-11,5	-19,4	-21,4	-28,7	-33,9	-40,1	
	PDIV ecartype (V)	31,3	35,1	27,9	26,4	33,6	37,6	38,7	
	éprouv claqué	0	0	1	12	17	40	40	
	défaut (%)	0	0	2	24	34	80	80	
Fil thermo- adhérent Ø 1,25 mm	Cp_moy (pF)	22,5	24,9	23,0	23,1	24,3	25,9	27,5	
	ΔCp_moy (%)	0	10,5	2,3	2,5	7,8	15,0	22,1	
	Cp ecartype(pF)	1,5	2,6	2,0	2,2	2,6	3,5	3,4	
	PDIV_moy (V)	722	608	563	552	505	460	408	
	ΔPDIV_moy (%)	0	-15,8	-22,0	-23,5	-30,0	-36,3	-43,4	
	PDIV ecartype (V)	23,6	22,4	21,0	35,7	33,4	48,7	49,4	
	éprouv claqué	0	0	0	2	6	20	42	
	défaut (%)	0	0	0	4	12	40	84	

Tableau B.2. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique :  
 $T=260\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 4 jours/cycle

Durée du vieillissement (jours)		0	4	8	12	16	20	24
<i>Fil classique</i> $\varnothing 0,85\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	16,0	16,5	16,3	16,5	17,0	17,2	17,3
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	2,9	1,6	2,6	6,0	7,2	7,8
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,9	0,7	0,7	0,9	1,2	1,1	1,1
	<b>PDIV_moy (V)</b>	644	578	571	549	526	493	491
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-10,4	-11,4	-14,7	-18,3	-23,5	-23,9
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	38,8	17,1	23,0	46,7	43,1	45,6	53,1
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	3	22	28	31	35
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	6	44	56	62	70
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 0,85\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	16,0	21,7	21,1	21,7	22,5	23,0	23,6
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	35,7	32,2	35,9	40,8	43,7	47,6
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,3	1,2	1,4	1,7	1,4	1,5	1,5
	<b>PDIV_moy (V)</b>	645	545	544	542	494	478	438
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-15,6	-15,8	-16,0	-23,4	-25,9	-32,1
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	51,9	12,3	10,5	24,0	42,8	50,3	54,2
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	0	1	4	10	14
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	0	2	8	20	28
<i>Fil classique</i> $\varnothing 0,95\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	19,2	18,6	19,3	19,7	20,0		
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-3,5	0,2	2,4	3,9		
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,8	1,0	1,7	1,7	2,1		
	<b>PDIV_moy (V)</b>	568	499	477	440	432		
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-12,2	-16,0	-22,5	-24,0		
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	9,7	8,7	26,9	58,9	43,8		
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	6	30	41		
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	12	60	82		
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 0,95\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	18,1	21,8	24,3	25,1	26,1	28,2	28,0
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	20,7	34,2	38,7	44,6	56,0	54,9
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,5	1,2	1,2	1,5	1,4	1,6	1,6
	<b>PDIV_moy (V)</b>	652	561	554	531	521	493	475
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-13,9	-15,1	-18,5	-20,1	-24,4	-27,1
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	43,5	13,6	20,3	43,1	36,6	48,8	47,4
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	1	5	12	13	19
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	2	10	24	26	38
<i>Fil classique</i> $\varnothing 1,25\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	18,7	18,5	19,0	19,0	19,2	19,2	19,0
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-1,1	1,6	1,5	2,4	2,5	1,6
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,8	0,9	1,2	1,4	1,5	1,6	1,6
	<b>PDIV_moy (V)</b>	628	568	545	534	508	489	482
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-9,7	-13,3	-14,9	-19,1	-22,2	-23,2
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	43,1	28,8	30,0	26,8	30,1	30,1	33,1
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	1	3	4	5	7
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	2	6	8	10	14
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 1,25\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	18,5	22,7	23,7	24,3	26,1	26,2	
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	23,1	28,5	31,7	41,3	41,9	
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,9	2,0	2,4	1,8	2,3	1,7	
	<b>PDIV_moy (V)</b>	674	555	538	523	503	434	
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-17,7	-20,1	-22,4	-25,4	-35,7	
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	27,5	21,5	29,7	45,4	43,1	33,7	
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	4	18	31	47	
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	8	36	62	94	

Tableau B.3. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique :  $T=240\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 14 jours/cycle

Durée du vieillissement (jours)		0	14	28	42	56	70
<i>Fil classique</i> $\varnothing 0,85\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	15,6	15,4	15,3	16,1	15,4	16,8
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-1,4	-2,0	2,8	-1,6	7,8
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,3	0,6	0,7	0,9	0,9	1,1
	<b>PDIV_moy (V)</b>	740	672	648	615	598	565
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-9,2	-12,4	-16,9	-19,2	-23,7
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	16,2	17,3	25,0	26,9	20,1	11,7
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	0	4	8	10
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	0	8	16	20
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 0,85\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	17,8	19,5	20,6	21,9	22,3	25,1
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	9,5	15,7	23,0	25,0	41,1
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,5	0,5	0,9	1,3	1,3	1,7
	<b>PDIV_moy (V)</b>	734	632	610	591	571	550
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-14,0	-16,9	-19,5	-22,3	-25,0
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	17,5	9,9	17,1	18,8	15,2	21,2
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	3	10	23	37
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	6	20	46	74
<i>Fil classique</i> $\varnothing 0,95\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	19,5	20,1	19,9	20,8	20,8	22,8
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	3,2	2,2	6,9	7,1	17,4
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8
	<b>PDIV_moy (V)</b>	635	583	543	516	518	498
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-8,1	-14,5	-18,7	-18,5	-21,6
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	15,8	10,6	25,0	27,5	10,0	11,2
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	3	6	8	9
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	6	12	16	18
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 0,95\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	20,2	23,0	24,2	26,4	29,1	
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	13,8	19,9	30,5	43,9	
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,7	0,9	0,9	1,2	1,4	
	<b>PDIV_moy (V)</b>	715	596	567	547	567	
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-16,6	-20,8	-23,5	-20,7	
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	18,0	15,7	32,6	38,5	30,4	
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	19	37	47	
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	38	74	94	
<i>Fil classique</i> $\varnothing 1,25\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	18,9	18,8	18,8	19,6	20,1	21,9
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-0,7	-0,5	3,5	6,4	15,9
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
	<b>PDIV_moy (V)</b>	670	625	600	567	574	537
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-6,7	-10,4	-15,3	-14,3	-19,8
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	48,5	32,8	30,9	34,3	27,9	29,9
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	0	1	7	11
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	0	2	14	22
<i>Fil thermo-adhérent</i> $\varnothing 1,25\text{ mm}$	<b>Cp_moy (pF)</b>	23,4	26,6	28,4	30,9	34,7	
	<b><math>\Delta\text{Cp}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	13,7	21,4	32,4	48,4	
	<b>ecartype Cp (pF)</b>	1,3	1,6	1,9	2,2	2,9	
	<b>PDIV_moy (V)</b>	711	614	567	556	530	
	<b><math>\Delta\text{PDIV}_\text{moy}</math> (%)</b>	0	-13,5	-20,3	-21,7	-25,5	
	<b>ecartype PDIV (V)</b>	42,5	25,1	41,7	29,4	65,5	
	<b>Eprouv. Défaut</b>	0	0	17	28	45	
	<b>Défaut (%)</b>	0	0	34	56	90	

## Annexe C

La variation de la capacité inter-spires et du PDIV de 7 bobines, en fonction de la durée de vieillissement thermique, conformément au protocole défini dans le paragraphe III.3, sont données dans les tableaux de cette annexe. Notations : Cp\_moy – capacité moyenne ;  $\Delta$ Cp\_moy – variation moyenne de la capacité ; Ecartype – écart type entre les capacités mesurés.

Tableau C.1. Variation de la capacité inter-spires des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique :  $T=280\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 24 h/cycle.

		Temps (jours)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Nr. Bob										
Bobines thermoadhérentes	1	1,236	1,23	1,1861	1,1951	1,2642	1,2735	1,4039	1,3382	1,413	1,5166
	2	1,1389	1,3401	1,278	1,2828	1,3586	1,3619	1,3174	1,4501	1,4414	1,5588
	3	1,1117	1,1954	1,1385	1,1479	1,2004	1,2038	1,2404	1,2705	1,3605	1,4634
	4	1,227	1,3208	1,2571	1,2607	1,3257	1,317	1,3485	1,3823		
	5	1,0717	1,1047	1,0797	1,0792	1,1205	1,1177	1,1389			
	6	1,048	1,1009	1,0931	1,0943	1,1298	1,1203	1,1426	1,1654	1,2227	1,3951
	7	1,0463	1,1655	1,1887	1,1791	1,2258	1,2246	1,2389			
<b>Cp_moy (nF)</b>		1,1257	1,2082	1,1745	1,1770	1,2321	1,2313	1,2615	1,3213	1,3594	1,4835
<b><math>\Delta</math> Cp_moy (%)</b>		0	7,3329	4,3352	4,5624	9,4599	9,3812	12,0691	17,3803	20,7650	31,7875
<b>Ecartype (%)</b>		7,0750	7,9074	6,4827	6,5611	7,3909	7,5761	7,9990	8,2458	7,1428	4,7641
Bobines imprégnées	1	1,3931	1,3804	1,4257	1,4376	1,5049	1,513	1,5082	1,5689	1,6531	1,8067
	2	1,4052	1,3415	1,3815	1,3853	1,4336	1,4296	1,4644	1,5041	1,5703	1,7372
	3	1,3199	1,4275	1,4771	1,4813	1,517	1,5121	1,539	1,5786	1,639	1,7207
	4	1,377	1,2983	1,3496	1,3519	1,3704	1,3395	1,3501			
	5	1,2979	1,3597	1,3944	1,3968	1,4342	1,4044	1,4166	1,438	1,478	1,5967
	6	1,3396	1,3415	1,3734	1,3904	1,335	1,3159	1,3066	1,3101	1,4247	1,4757
	7	1,3083	1,2111	1,2627	1,287	1,4314	1,4207	1,429	1,4422		
<b>Cp_moy (nF)</b>		1,3487	1,3371	1,3806	1,3900	1,4324	1,4193	1,4306	1,4737	1,5530	1,6674
<b><math>\Delta</math> Cp_moy (%)</b>		0	-0,8580	2,3663	3,0643	6,2017	5,2346	6,0682	9,2633	15,1482	23,6289
<b>Ecartype (%)</b>		3,1876	5,1069	4,8091	4,4279	4,5736	5,3644	5,7763	6,7874	6,4230	7,8692

Tableau C.2. Variation du PDIV des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique :  $T=280\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 24 h/cycle.

		Temps (jours)									
	Nr. Bob	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Bobines thermoadhérentes</i>	1	550	525	507	488	450	427	405	382	366	337
	2	630	585	554	536	505	492	477	443	412	365
	3	606	550	430	385	380	340	315	296	275	223
	4	630	530	465	420	360	335	315			
	5	635	516	401	480	450	380				
	6	605	500	382	431	405	366	345	332	305	275
	7	638	560	437	450	433	420				
<b>PDIV_moy (V)</b>		613,4	538,0	453,7	455,7	426,1	394,3	371,4	363,3	339,5	300,0
<b><math>\Delta</math> PDIV_moy (%)</b>		0	-12,30	-26,04	-25,71	-30,53	-35,72	-39,46	-40,78	-44,66	-51,09
<b>Ecartype (%)</b>		5,05	5,36	13,28	10,97	11,48	14,18	18,72	17,56	18,08	21,21
<i>Bobines imprégnées</i>	1	650	540	551	430	433	393	375	347	328	
	2	660	552	535	465	457	386	354	332	315	310
	3	625	527	503	460	410	360	343	325	310	295
	4	635	556	560	450	436	347				
	5	626	553	520	477	446	444	415	395	376	354
	6	600	533	432	477	470	363	352	321	295	282
	7	625	580	588	560	463	386	365			
<b>PDIV_moy (V)</b>		631,6	548,7	527,0	474,1	445,0	382,7	367,3	344,0	324,8	310,3
<b><math>\Delta</math> PDIV_moy (%)</b>		0	-13,12	-16,56	-24,93	-29,54	-39,40	-41,84	-45,53	-48,57	-50,88
<b>Ecartype (%)</b>		3,08	3,20	9,52	8,70	4,63	8,31	7,04	8,77	9,53	10,10



## Annexe D

Les tableaux présentés dans cette annexe donnent les variations de la capacité du câble MLC 14 pour 3 groupes de 10 échantillons. Les durées des cycles thermiques varient selon une échelle logarithmique. Ainsi, la durée du premier cycle est de 7 jours (168 heures), le second de 14 jours (336 heures) et le dernier de 28 jours (672 heures). Le premier groupe d'échantillons a subi les 3 cycles thermiques, le deuxième - les deux derniers, et le troisième - uniquement le dernier (28 jours). Les capacités mesurées sont les suivantes : Cr-j – entre le fil rouge et jaune ; Cr-b – entre le fil rouge et bleu ; Cj-b – entre le fil jaune et bleu ; Cr-bl – entre le fil rouge et le blindage ; Cj-bl – entre le fil jaune et le blindage ; Cb-bl – entre le fil bleu et le blindage.

Tableau D.1. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-fil.

		Cr-j (pF)				Cr-b (pF)				Cj-b (pF)			
Temps (jours)		0	7	21	49	0	7	21	49	0	7	21	49
1er groupe d'échantillons	1	101,1	100,9	104,2	107,6	110,0	104,6	107,6	111	101,1	102,2	105,3	109,4
	2	100,3	99,3	102,3	104,7	101,3	102,8	104,8	107,7	101,1	100,8	103,7	106,7
	3	99,7	97,2	99,8	103,2	101,4	101,3	103,2	106,7	101,1	100,2	102,9	106,1
	4	101,8	98	100,7	104	102,8	101,6	103,7	107	103,1	99,8	102,6	106,6
	5	101,2	98,8	101,6	103,5	102,0	100,3	103,1	104,7	101,5	99,5	102,3	104,7
	6	100,2	97,7	100,3	101	101,6	99,6	102,4	103,5	101,0	98,7	100,8	102,6
	7	99,1	95,9	98,7	99,7	100,7	97,9	100,9	102	102,2	99	101,8	103,4
	8	99,3	96,5	99,4	99,6	100,6	97,9	100,6	101,5	101,2	98,4	101,5	102,2
	9	100,8	98,5	100,9	101,1	102,6	99,9	102	103,2	102,5	100	102,4	103,1
	10	101,5	98,3	101	101,1	103,9	100,7	103,1	103,8	103,2	100,1	102,9	103,4
<b>Cmoy (pF)</b>		100,5	98,1	100,9	102,6	102,7	100,7	103,1	105,1	101,8	99,9	102,6	104,8
<b>Ecart type</b>		0,9	1,4	1,6	2,5	2,8	2,1	2,0	3,0	0,9	1,1	1,2	2,3
<b>ΔCmoy (%)</b>		0,0	-2,4	0,4	2,0	0,0	-2,0	0,4	2,3	0,0	-1,9	0,8	3,0
2ième groupe d'échantillons	1		100,7	103	103,5		102,1	104,4	107,5		102,6	106	107,6
	2		100,5	104,6	106,9		101,8	107	110,1		101,9	108,1	110
	3		101,7	105,8	107,1		102,2	107,1	109		102,2	107,4	108,9
	4		100,1	104,3	106,1		101,9	106,2	108,2		101,8	106,8	108,7
	5		100,2	102,9	104,3		101,8	105	106,5		101,3	104,5	106
	6		100,7	103,3	105,1		102,3	105,2	107,4		101,9	104,6	106,7
	7		102,1	105	106,3		102,9	106,2	107,9		103,1	106,1	108,1
	8		100,7	103,5	105,2		101,4	104,7	106,3		101,5	104,4	106,2
	9		100,5	102,5	103,9		102,4	104,5	106,2		102,1	104,3	105,9
	10		101	104,4	106		102,1	105,5	107		101,8	105,1	106,6
<b>Cmoy (pF)</b>			100,8	103,9	105,4		102,1	105,6	107,6		102,0	105,7	107,5
<b>Ecart type</b>			0,6	1,1	1,2		0,4	1,0	1,2		0,5	1,4	1,4
<b>ΔCmoy (%)</b>			0,0	3,1	4,6		0,0	3,4	5,4		0,0	3,7	5,4
3ième groupe d'échantillons	1			102,1	106			103,1	109,2			103,6	109,1
	2			99,5	104,6			99,9	105,5			99,8	105,9
	3			100,7	104,3			102	106,2			101,7	106,5
	4			99,8	102,4			100,9	103,8			101,1	104,1
	5			99,4	102			101,5	104,4			101,1	104,4
	6			99	102,7			100,1	103,7			99,9	103,6
	7			99,9	102,4			101,5	104,7			101,1	104,5
	8			101,8	104			102,4	105,4			103,4	106,5
	9			100,8	105			101,9	106,7			101,9	106,8
	10			100,8	103,9			102,5	105,9			101,5	105,6
<b>Cmoy (pF)</b>				100,4	103,7			101,6	105,6			101,5	105,7
<b>Ecart type</b>				0,9	1,1			0,8	1,2			0,9	1,3
<b>ΔCmoy (%)</b>				0,0	3,3			0,0	3,9			0,0	4,1

Tableau D.2. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-blindage.

		Cr-bl (pF)				Cj-bl (pF)				Cb-bl (pF)			
Temps(jours)		0	7	21	49	0	7	21	49	0	7	21	49
1er groupe d'échantillons	1	183,0	182,1	185,7	191,4	181,9	175,9	178,8	188,3	185,5	189,6	184,6	201,1
	2	179,5	180,3	182,3	187,2	180,0	173,8	177,6	184,7	183,6	187,1	191,1	196,2
	3	180,8	175,9	178,8	184,5	178,8	171,3	175,4	181,7	185,2	186,5	189,3	195,7
	4	181,0	176,5	180,9	185,4	182,2	170,3	176,6	183,6	186,5	184,9	188,8	194,8
	5	182,7	178,4	182,1	185,1	181,6	174,9	181,2	185,3	184,6	181,2	184,7	189,5
	6	181,5	178,5	181,6	183,2	180,4	175,7	179,9	180,8	185,5	182,7	186,6	190,4
	7	177,8	175,6	177,8	179,5	181,6	178,2	182,2	182,4	187,6	184,5	188,1	191,4
	8	178,8	176	179,1	179,5	180,9	177,8	180,7	182	184,1	181,8	185,3	187,4
	9	183,1	182,1	185,4	185,1	181,4	180	183,4	182,6	186,7	185,1	188,4	190,4
	10	183,0	180,2	183,2	183,5	182,6	179,6	182,3	182,9	189,1	185,5	189,8	190,9
<b>Cmoy (pF)</b>		181,1	178,6	181,7	184,4	181,1	175,8	179,5	183,4	185,8	184,9	187,7	192,8
<b>Ecart type</b>		1,6	2,1	2,1	2,4	0,9	2,6	2,2	1,6	1,3	1,9	1,9	3,3
<b>ΔCmoy (%)</b>		0,0	-1,4	0,3	1,8	0,0	-3,0	-0,9	1,3	0,0	-0,5	1,0	3,8
2ième groupe d'échantillons	1		182,3	181,5	182,9		182,2	183,4	180,2		187,5	190,2	197,7
	2		182,8	186,3	192,5		182,4	189,6	191,6		186,6	197,4	202
	3		184,4	190,7	194,1		184,6	190	192,5		187,4	196,1	200,7
	4		182,7	187,3	190,9		182,4	188,5	192,1		189,2	196,1	200,4
	5		182,6	187,9	189,9		182,4	186,5	189,8		187,5	194,1	197,1
	6		184,4	188,4	191,7		182,9	186,7	190,4		187,5	192,3	196,8
	7		183,5	189,9	191,7		184,1	190,8	193,9		182,2	195,5	199
	8		183,7	189	191,9		184,6	189,6	192,8		186,2	192	195,1
	9		182,6	186,6	189,5		181,8	186,3	189		186,8	191,7	195,6
	10		182,4	188,2	191,7		182	187,9	191		185,7	192	195
<b>Cmoy (pF)</b>			183,1	187,6	190,7		182,9	187,9	190,3		186,7	193,7	197,9
<b>Ecart type</b>			0,7	1,7	1,9		0,9	1,8	2,4		1,2	2,1	2,1
<b>ΔCmoy (%)</b>			0,0	2,4	4,1		0,0	2,8	4,1		0,0	3,8	6,0
3ième groupe d'échantillons	1			182,3	189,1			185,3	190,8			189,8	202,8
	2			179,9	186,3			181,7	190,2			182,7	193,7
	3			182,6	186,4			183,1	189,2			187,4	196
	4			179,8	185,8			180,8	186,6			183,5	191
	5			180,7	183,7			180	184,5			186,2	191,8
	6			180,8	187,1			179,4	185,7			184,1	191,1
	7			181,2	184,9			180,4	185,1			186,5	193,1
	8			182,6	187			184,2	188,4			187,4	194,3
	9			183,8	191,1			183,8	191,7			186,5	196
	10			183,5	186,8			182,7	187,1			188,1	194,4
<b>Cmoy (pF)</b>				181,7	186,8			182,1	187,9			186,2	194,4
<b>Ecart type</b>				1,2	1,4			1,7	2,1			1,7	2,3
<b>ΔCmoy (%)</b>				0,0	2,8			0,0	3,2			0,0	4,4

## ***Liste des figures et tableaux***



Figure I.1. Vieillissement électrique sous l'action des décharges partielles. Tension efficace appliquée 800 V, .....	24
Figure I.2. Schéma équivalent des deux électrodes couvertes de l'isolant.....	28
Figure I.3. Courbe de Paschen (air, 20 °C, p=1 bar) : électrodes nues [GAR76] ; électrodes couvertes d'un isolant .....	29
Figure I.4. Comportement du champ électrique entre les fils d'une éprouvette avant et après la première DP de l'alternance positive et négative. Vue au niveau de la section d'une éprouvette torsadée.....	31
Figure I.5. Mécanisme de décharge sur une éprouvette torsadée lors de l'application d'une tension alternative .....	33
Figure I.6. Circuit équivalent de l'éprouvette avec son générateur.....	34
Figure I.7. Courbe d'une impulsion de décharge partielle mesurée sur une éprouvette torsadée. ....	34
Figure I.8. Schéma de mesure des DP [N6] .....	35
Figure I.9. Schéma de Polychlorure de Vinyle (PVC) [TEY10].....	37
Figure I.10. Mécanismes de génération des charges d'espace [LAU99] .....	40
Figure I.11. Courbe d'Arrhenius pour le fil de bobinage de classe thermique 200 °C .....	42
Figure II.1. Appareil de confection des éprouvettes torsadées.....	52
Figure II.2. Exemple d'une éprouvette torsadée (Ø 1.25 mm).....	53
Figure II.3. Structure du fil classique et thermo-adhérent.....	54
Figure II.4. Cadre avec les 300 éprouvettes à tester.....	55
Figure II.5. Système de mesure des caractéristiques diélectriques de l'isolant Néfalite 11 .....	55
Figure II.6. Protocole utilisé pour la définition du nouvel indicateur de vieillissement des éprouvettes torsadées .....	58
Figure II.7. Système de mesure de la capacité .....	59
Figure II.8. Analyse fréquentielle de la variation de la capacité de l'éprouvette torsadée en balayage continu. ....	60
Figure II.9. Représentation des capacités parasites .....	61
Figure II.10. Schéma de la formation du courant de DP sur une éprouvette.....	62
Figure II.11. Système de mesure du PDIV .....	63
Figure II.12. Mesure des décharges partielles .....	63
Figure II.13. Schéma du dispositif de couplage. Permet d'éliminer le signal sinusoïdal des impulsions de DP .....	64
Figure II.14. Distribution des valeurs de la mesure de la capacité pour 50 éprouvettes en fil classique (Ø 0.85 mm).....	66

Figure II.15. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 1 jour à 280 °C.....	67
Figure II.16. Variation du PDIV et de la tension de claquage en fonction de la durée du vieillissement (T=280 °C).....	68
Figure II.17. Variation de la capacité et du taux de défaillance en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 1 jour à 280 °C.....	69
Figure II.18. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 4 jours à 260 °C.....	70
Figure II.19. Variation de la capacité et du taux de défaillance en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 4 jours à 260 °C.....	71
Figure II.20. Variation de la capacité et du PDIV en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 14 jours à 240 °C.....	72
Figure II.21. Variation de la capacité et du pourcentage des défauts en fonction de la durée du vieillissement pour des cycles de 14 jours à 240 °C.....	73
Figure II.22. Variation de la capacité des éprouvettes avec fil thermo-adhérente de diamètre Ø0.95 mm pendant les cycles de 14 jours à 240 °C.....	74
Figure II.23. Variations de la capacité de cinq éprouvettes torsadées prises au hasard du groupe d'éprouvettes qui ont subi le vieillissement à 240 °C.....	75
Figure II.24. Eprouvettes en fil thermo-adhérent après différentes durées de vieillissement.....	77
Figure II.25. Exemple de distribution du champ électrique entre 2 fils classiques (a) et 2 fils thermo-adhérents (b) (Tension appliquée égale à 1 V).....	78
Figure II.26. Schéma équivalent de la capacité mesurée sur une éprouvette.....	79
Figure III.1. Schémas structurels de deux systèmes de surveillance du vieillissement d'un moteur.....	86
Figure III.2. Exemple d'une bobine utilisée pour les tests (a) - le support de bobinage ; (b) – la bobine ; (c) – arrangement des spires dans la bobine.....	88
Figure III.3. Variation de la capacité et du PDIV des bobines réalisées avec du fil thermo-adhérent en fonction de la durée de la contrainte thermique.....	89
Figure III.4. Variation de la capacité et du PDIV des bobines classiques-imprégnées en fonction de la durée de la contrainte thermique.....	90
Figure III.5. Analyse fréquentielle d'une bobine neuve (fil thermo-adhérent).....	91
Figure III.6. Variation de la première fréquence de résonance des bobines faites avec du fil thermo-adhérent et classique-imprégné en fonction de la durée du vieillissement.....	92
Figure III.7. Variation de la deuxième fréquence de résonance des bobines faites avec du fil thermo-adhérent et classique-imprégné en fonction de la durée du vieillissement.....	92
Figure III.8. Courbe d'Arrhenius pour le câble MLC14.....	94
Figure III.9. Système de mesure de la capacité du câble.....	95
Figure III.10. Protocole des essais du vieillissement des câbles.....	95
Figure III.11. Variation des capacités fil-fil du premier groupe d'échantillons en fonction de la durée de la contrainte thermique (T=310 °C).....	97
Figure III.12. Variation des capacités fil-blindage du premier groupe d'échantillons en fonction de la durée de la contrainte thermique (T=310 °C).....	97
Figure III.13. Variation des capacités fil-fil du câble pendant 7 cycles thermiques de 1 jour à 310 °C.....	98

Figure III.14. Variation des capacités fil-blindage du câble pendant 7 cycles thermiques de 1 jour à 310 °C.....	99
Figure III.15. Variation des capacités du deuxième et troisième groupe d'échantillon de câbles en fonction de la durée de la contrainte thermique (T=310 °C).....	100
Figure III.16. Schéma fonctionnel de l'algorithme de simulation pour déterminer les fréquences des résonances.....	101
Figure III.17. Schéma équivalent partiel d'une portion de la bobine (spires 4, 5, 6 et 7).....	104
Figure III.18. Géométrie et maillage de la bobine.....	104
Figure III.19. Répartition de la densité de courant à 100 Hz et à 1 MHz pour la bobine des 25 spires.....	105
Figure III.20. Répartition du champ électrique : a) pour une spire au milieu de la bobine ; b) pour une spire externe du bobinage.....	107
Figure III.21. Réponse fréquentielle de la bobine représentée par l'angle de déphasage de l'impédance complexe : résultats des tests expérimentaux et de simulations.....	109
Figure III.22. Fréquence de résonance parallèle pour différentes valeurs de la capacité inter-spires de la bobine avec le fil thermo-adhérent.....	110
Figure III.23. Variation de la fréquence de la résonance parallèle avec la capacité inter-spires des bobines avec le fil thermo-adhérent et classique-imprégné.....	111
Figure III.24. Fréquence de résonance série pour différentes valeurs de la capacité inter-spires de la bobine avec le fil thermo-adhérent.....	112
Figure III.25. Variation de la fréquence de la résonance série en fonction de la capacité inter-spires des bobines avec le fil thermo-adhérent et classique-imprégné.....	112
Figure III.26. Analyse fréquentielle du système câble-bobine (longueur du câble : 1 m). Résultat expérimental.....	113
Figure III.27. Schéma équivalent partiel de la bobine avec son câble de connexion.....	114
Figure III.28. Schéma de mesure des paramètres du câble.....	115
Figure III.29. Ligne bifilaire.....	116
Figure III.30. Fréquences de la résonance parallèle du système câble-bobine pour différentes valeurs de capacités.....	117
Figure III.31. Fréquences de la résonance série du système câble-bobine pour différentes valeurs de capacités.....	117
Figure III.32. Evolution de la première fréquence de résonance en fonction de la variation de la capacité du câble et de la bobine.....	118
Figure III.33. Evolution de la deuxième fréquence de résonance en fonction de la variation de la capacité du câble et de la bobine.....	119
Figure III.34. Variation de fréquences de résonance en fonction de la longueur du câble dans un système câble bobine.....	120
Figure III.35. Influence de la longueur du câble sur les variations des fréquences de résonance dues aux variations des capacités dans un système câble-bobine.....	120
Tableau II.1. Force et nombre des tours pour la confection des éprouvettes torsadées [N8].....	52
Tableau II.2. Epaisseurs des couches isolantes des fils utilisées selon leur grade.....	54

Tableau II.3. Résultats des essais pour la caractérisation de l'isolant Néalite 11 .....	56
Tableau II.4. Valeurs recommandées pour les durées des cycles de vieillissement [N8] .....	57
Tableau III.1. Paramètres de la bobine avec le fil thermo-adhérent pour les 2 fréquences de résonance .....	108
Tableau III.2. Paramètres du câble et de la bobine pour les 2 fréquences de résonance du système câble- bobine.....	115
Tableau B.1. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=280 °C, 1 jour/cycle .....	136
Tableau B.2. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=260 °C, 4 jours/cycle .....	137
Tableau B.3. Résultats suite au vieillissement des éprouvettes torsadées sous une contrainte thermique : T=240 °C, 14 jours/cycle .....	138
Tableau C.1. Variation de la capacité inter-spices des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique : T=280 °C, 24 h/cycle .....	139
Tableau C.2. Variation du PDIV des bobines suite à des essais de vieillissement sous une contrainte thermique: T=280 °C, 24 h/cycle .....	140
Tableau D.1. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-fil .....	141
Tableau D.2. Résultats du vieillissement du câble MLC14. Capacités fil-blindage .....	142



## ***Bibliographie***



- [AGI4980] "Agilent E4980A Precision LCR Meter," *Data Sheet*.
- [AGU82] M. Aguet, M. Ianoz, *Traité d'électricité. Haute tension*, Volume 22, Presses Polytechniques Romandes, 1982.
- [ALE78] I. A. Alekseeva, G. A. Alekseev, A. E. Zupnik, Y. V. Tishenin, T. A. Sinitsyna, *Study of thermal-ageing processes*, Edition, Elektrotekhnica, Volume 49 (12), 1978.
- [ARA93] C. Araki, T. Taguchi, "Thermal Degradation of Polyesterimide Magnet Wire", *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1993, pp. 526-531.
- [AYM07] F. Aymonino, T. Lebey, D. Malec, C. Petit, J. S. Michel, A. Anton, A. Gimenez, "Degradation and Dielectrics measurements of rotating machines insulation at high temperature (200-400°C)", *Proc. IEEE Int. Conf. Solid Dielectrics ICSD '07*, Winchester, United Kingdom, 2007, pp. 130-133.
- [BAR02] R. Bartnikas, "Partial discharges. Their mechanism, detection and measurement", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 9, Issue 5, 2002, pp. 763-808.
- [BAU12] F. Baudoin, C. Laurent, S. L. Roy, G. Teyssedre, "Charge packets modeling in insulating polymers based on transport description", *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, Montreal, Canada, 14-17 october, 2012.
- [BEA12] D. Beauguitte, H. Yahyaoui, P. Notingher, S. Agnel, Y. Kieffel, "Dielectric properties of polyethylene terephthalate submitted to long-term thermo-electrical AC stress", *2012 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, 2012, pp. 843-846.
- [BOG99] A. Boglietti, E. Carpaneto, "Induction motor High Frequency model", *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference, Thirty-Fourth IAS Annual Meeting*, Phoenix, USA, 1999, pp. 1551-1558.
- [CAV03-1] A. Cavallini, M. Conti, A. Contin, G. C. Montanari, "Advanced PD inference in on-field measurements. II. Identification of defects in solid insulation systems", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 10, Issue 3, 2003, pp. 528-538.
- [CAV03-2] A. Cavallini, A. Contin, G. C. Montanari, F. Puletti, "Advanced PD inference in on-field measurements. I. Noise rejection", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 10, Issue 2, 2003, pp. 216-224.
- [CAV05] A. Cavallini, F. Ciani, G. Mazzanti, G. C. Montanari, "First electron availability and partial discharge generation in insulation cavities: effect of light irradiation", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 12, Issue 2, 2005, pp. 387-394.
- [CAV10-4] A. Cavallini, D. Fabiani, G. C. Montanari, "Power electronics and electrical insulation systems - Part 3: Diagnostic properties", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Volume 26, Issue 5, 2010, pp. 30-40.
- [CEB12] A. Ceban, "Méthode globale de diagnostic des machines électriques", thèse de doctorat en Génie électrique, Université d'Artois, Béthune, 2012.

- [CEL05] M. Celina, K. T. Gillen, R. A. Assink, "Accelerated aging and lifetime prediction: Review of non-Arrhenius behaviour due to two competing processes", *Polym. Degr. and Stab.*, Volume 90, 2005, pp. 395-404.
- [CER08] A. Cernomorcenca, P. Notinger, "Application of the thermal step method to space charge measurements in inhomogeneous solid insulating structures: A theoretical approach", *Applied Physics Letters*, Volume 93, Issue 19, 2008, pp. 192903-192903-3.
- [CHE02] Y. Cheng, X. Chen, B. Yue, H. Xie, "Field detection of ultra-wideband partial discharge of generator stator insulation", *International Conference on Power System Technology*, Kunming, China, 2002.
- [COL99] X. Colin, C. Marais, J. P. Favre, *Damage/weight loss relationship of polymer matrix of composites under thermal aging*, Edition, ICCM 12, Paris, 1999.
- [DIA09] S. Diaham, M. L. Locatelli, T. Lebey, S. Dinculescu, "Dielectric and thermal properties of Polyamide-imide (PAI) films", *Proc. IEEE Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP '09*, Virginia, USA, 2009, pp. 482-485.
- [DIA11] S. Diaham, M. L. Locatelli, T. Lebey, D. Malec, "Thermal imidization optimization of polyimide thin films using Fourier transform infrared spectroscopy and electrical measurements", *Thin Sol. Film.*, Elsevier, Volume 519, 2011, pp. 1851-1856.
- [DIS08] L. A. Dissado, J. C. Fothergil, *Electrical degradation and breakdown in polymers*, IET Material and Device Series 9, 2008.
- [DIS95] L. Dissado, G. Mazzanti, G. C. Montanari, "The incorporation of space charge degradation in the life model for electrical insulating materials", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 2(6), 1995, pp. 1147-1158.
- [DOR97] D. G. Dorrell, W. T. Thomson, S. Roach, "Analysis of airgap flux, current, and vibration signals as a function of the combination of static and dynamic airgap eccentricity in 3-phase induction motors", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 33, January/February 1997, pp. 24-34.
- [DUB98] J. C. Dubois, "Propriétés diélectriques des polymères", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume référence E1850, 1998,
- [EVE00] R. M. Everney, C. Buenviaje, R. Luginbuhl, F. Dinelli, "Glass and structural transitions measured at polymer surfaces on the nanoscale", *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, Volume 59, 2000, pp. 205-225.
- [FAB04-2] D. Fabiani, G. C. Montanari, A. Cavallini, G. Mazzanti, "Relation between space charge accumulation and partial discharge activity in enameled wires under PWM-like voltage waveforms", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 11, Issue 3, 2004, pp. 393-405.
- [FIL210] Fil de cuivre émaillé de type W 210. *documentation technique du constructeur "SYNFLEX"* - <http://www.synflex.com>.
- [FIL210TH] Fil de cuivre émaillé therm durcissable de type 210, grade 1. *documentation technique du constructeur "SYNFLEX"* - <http://www.synflex.com>.
- [FOT92] J. C. Fothergil, L. A. Dissado, *Electrical degradation and breakdown in polymers*, 1992.
- [GAR76] C. Gary, M. Moreau, *L'effet de couronne en tension alternative - Pertes et perturbations radioélectriques engendrées par les lignes de transport d'énergie électrique*, Eyrolles, 1976.

- [GLE02] R. C. Gleichman, "Failure modes and field testing of medium-voltage motor windings", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 38, Issue 5, 2002, pp. 1473-1476.
- [GUA08-1] F. Guastavino, E. Torello, A. Dardano, S. Bono, M. Pellegrini, L. Vignati, "A comparison of the short and long term behaviour of nanostructured enamels with the performances of conventional insulation", *Proc. Conf. Record of the 2008 IEEE Int. Symp. Electrical Insulation ISEI 2008*, Vancouver, Canada, 2008, pp. 659-662.
- [GUB95] L. Gubbala, A. v. Jouanne, P. Enjeti, C. Singh, H. A. Toliyat, "Voltage distribution in the windings of an AC motor subjected to high dV/dt PWM voltages", *PESC'95 Record of the 26th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Atlanta, USA, 1995, pp. 579-585.
- [GUI04] C. Guillermin, "Vieillessement électrique et thermique d'un composite résine époxyde-silice : étude des charges d'espace et de la conduction", thèse de doctorat en Physique Option Matériaux, l'Université Joseph Fourier Grenoble I, Grenoble, 2004.
- [HAY07] N. Hayakawa, H. Inano, H. Okubo, "Partial discharge inception characteristics by different measuring methods in magnet wire under surge voltage application", *Proc. Annual Report - Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP 2007*, Vancouver, Canada, 2007, pp. 128-131.
- [HAY08-1] N. Hayakawa, H. Inano, Y. Nakamura, H. Okubo, "Time variation of partial discharge activity leading to breakdown of magnet wire under repetitive surge voltage application", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 15, Issue 6, 2008, pp. 1701-1706.
- [HAY08-2] N. Hayakawa, H. Okubo, "Feature article - Lifetime Characteristics of Nanocomposite Enamelled Wire Under Surge Voltage Application", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Volume 24, Issue 2, 2008, pp. 22-27.
- [HI-THERM] HI-THERM BC-346/A - CLEAR BAKING VARNISH 215'C. *documentation constructeur "Dolphins"*.
- [HUD00-1] C. Hudon, N. Amyot, D. Jean, "Long term behavior of corona resistant insulation compared to standard insulation of magnet wire", *Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Anaheim, USA, 2000, pp. 13-16.
- [HUD97] C. Hudon, J. N. Seguin, N. Amyot, N. Kandev, "Turn insulation aging of motors exposed to fast pulses of inverter drives", *Proc. and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conf Electrical Insulation Conf.*, Rosemont, USA 1997, pp. 413-417.
- [IEEE00] "IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery", 2000,
- [JOU96] A. Jouanne, D. A. Rendusara, P. N. Enjeti, J. W. Gray, "Filtering techniques to minimize the effect of long motor leads on PWM inverter-fed AC motor drive system", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 32, Issue 4, July/August 1996, pp. 919-926.
- [JUN09] I. Jun, W. Guangning, Z. Lijun, L. Dong, L. Wei, M. Yingjie, W. Tao, "Measurement for Space Charge and Analysis on Insulation Aging Under PWM Voltage", *9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, Harbin, China, 19-23 July, 2009, pp. 903-906.
- [KHA11] R. Khazaka, S. Diahm, M. L. Locatelli, C. Trupin, B. Schlegel, "Thermal and Thermo-Oxidative Aging Effects on the Dielectric Properties of Thin Polyimide Films Coated on Metal Substrate", *2011 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Cancun, Mexic, 2011.

- [KIK08-1] Y. Kikuchi, T. Murata, Y. Uozumi, N. Fukumoto, M. Nagata, Y. Wakimoto, T. Yoshimitsu, "Effects of ambient humidity and temperature on partial discharge characteristics of conventional and nanocomposite enameled magnet wires", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 15, Issue 6, 2008, pp. 1617-1625.
- [KOL09] F. Koliatene, "Contribution à l'étude de l'existence des décharges dans les systèmes de l'avionique", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université Toulouse III - Paul Sabatien, Toulouse, 2009.
- [KUF00] E. Kuffel, W. S. Zaengl, J. Kuffel, *High voltage engineering Fundamentals*, 2000.
- [KWA04] C. Kwan, *Dielectric phenomena in solids*, Edition, Elsevier Academic Press, 2004.
- [LAF04] M. C. Lafaïre-Frenot, C. Rouquie, V. Bellenger, "Experimental evidence of coupling between matrix cracking and oxidation during thermal ageing of C/epoxy laminates," *11 European Conference on Composite Materials*, Rhodes, Grèce, 31 mai-3 juin, 2004.
- [LAU03] C. Laurent, "Space charge-induced damage in synthetic insulation", *XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering*, 2003, pp. 1-6.
- [LAU99] C. Laurent, "Diélectriques solides et charge d'espace", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume référence D2305, 1999,
- [LEB05] T. Lebey, "Les décharges partielles dans le diagnostic des systèmes électriques", *Journal sur l'enseignement des sciences et technologies de l'information et des systèmes*. EDP Sciences, Volume 4, 2005,
- [LEB99] T. Lebey, "Influence of some voltage waveform characteristics on the partial discharge patterns: application to a PWM power supply", *Proc. Electrical Insulation Conf. and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conf*, Cincinnati, USA, 1999, pp. 627-630.
- [LEV09] M. Levesque, C. Hudon, M. Belec, E. David, "Measurements of slot partial discharges with an antenna during accelerated aging", *Proc. IEEE Electrical Insulation Conf. EIC 2009*, Montreal, Canada, 2009, pp. 458-462.
- [LI06] W. Li, C. K. Mechefske, "Detection of Induction Motor Faults: A Comparison of Stator Current, Vibration and Acoustic Methods", *Journal of Vibration and Control*, Volume 12, 2006, pp. 165-188.
- [LI10-2] L. Li, N. Bowler, M. R. Kessler, S. H. Yoon, "Dielectric response of PTFE and ETFE wiring insulation to thermal exposure", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 17, Issue 4, 2010, pp. 1234-1241.
- [LI11-1] L. Li, "Dielectric properties of aged polymers and nanocomposites", thèse de Graduate, Iowa State University, 2011.
- [LOE40] L. B. Loeb, J. M. Meek, "The mechanism of spark discharge in air atmospheric pressure", *Journal of applied physics*, Volume 11, june 1940, pp. 438-447.
- [MAH02] T. Mahalingam, J. S. P. Chitra, S. Rajendran, P. J. Sebastian, "Potentiostatic Deposition and Characterization of Cu<sub>2</sub>O Thin Films", *Semiconduc. Science and Technol.* 17, 2002, pp. 565-559.
- [MAL97] S. Malrieu, P. Notingher, Jr., F. Pacreau, A. Toureille, "Influence of space charge on the breakdown of multilayered epoxy: a study by the thermal step method", *IEEE 1997 Annual Report., Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1997, pp. 88-91 vol.1.

- [MAR07] J. Martinez-Vega, *Matériaux diélectriques pour le génie électrique - Tome 1: propriétés, vieillissement et modélisation*, Edition, Lavoisier, 2007.
- [MAT08] A. Mateen, "Some Methodologies used for the Synthesis of Cuprous Oxide: A Review", *J Pak Mater Soc* 2(1), 2008, pp. 40-43.
- [MAY92] S. L. Meyer, *Data analysis for scientists and engineer*, Peer Management Consultants, 1992.
- [MED11] H. Meddah, "À la recherche de l'avion tout électrique" in *L'Usine Nouvelle* n° 3244, ed, 25 juin 2011.
- [MEL98] M. Melfi, A. M. J. Sung, S. Bell, G. L. Skibinski, "Effect of surge voltage risetime on the insulation of low-voltage machines fed by PWM converters", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 34, Issue 4, July/August 1998, pp. 766-775.
- [MIH11-3] V. Mihaila, "Nouvelle conception des bobinages statoriques des machines à courant alternatif pour réduire les effets négatifs des  $dV/dt$ ", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université d'Artois, 2011.
- [MIH11-4] V. Mihaila, S. Duchesne, D. Roger, "A Simulation Method to Predict the Turn-to-turn Voltage Spikes in a PWM Fed Motor Winding", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 18, Issue 5, 2011, pp. 1609-1615.
- [MIR09] B. Mirafzal, G. L. Skibinski, R. M. Tallam, "Determination of parameters in the universal Induction Motor model", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 45, Issue 1, January/February 2009, pp. 142-151.
- [MON08] G. C. Montanari, A. Cavallini, "Insulation condition assessment of power equipments in electrical assets based on on-line monitoring of partial discharges", *Proc. Int. Conf. Condition Monitoring and Diagnosis CMD 2008*, Beijing, China, 2008, pp. 7-12.
- [MOR05-2] B. Mortaigne, "Vieillissement des composites - Evolution des propriétés et modélisation", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume AM 5321, 2005,
- [N1] "NF EN 60505 - Evaluation and qualification of electrical insulation systems", ed, december 2011.
- [N2] "CEI IEC 62068-1 - Systèmes d'isolation électrique - Contraintes électriques produites par des impulsions de tension appliquées périodiquement. Partie 1: Méthode générale d'évaluation de l'endurance électrique", ed, 2003.
- [N3] "CEI 62068-2 - Systèmes d'isolation électrique. Contraintes électriques produites par des impulsions de tension appliquées périodiquement. Partie 2: Etat de l'art", ed, 2001.
- [N4] "CEI 60034-18-41 - Qualification and type tests for Type I electrical insulation systems used in rotating electrical machines fed from voltage converters", ed, 2006.
- [N5] "IEC/TS 60034-18-42 - Machines électriques tournantes. Partie 18-42: Essais de qualification et d'acceptation des systèmes d'isolation électrique résistants aux décharges partielles (Type II) utilisés dans des machines électriques tournantes alimentées par convertisseurs de tension", ed, 2008.
- [N6] "NF EN 60270 - Techniques des essai à haut tension. Mesure des décharges partielles", ed, 2001.
- [N7] "CEI 60317-0-1 - Spécifications pour types particuliers de fils de bobinage. Partie 0-1: Exigences générales - Fil de section circulaire en cuivre émaillé", ed, 2008.

- [N8] "NF EN 60172 - Méthode d'essai pour la détermination de l'indice de température des fils de bobinage émaillés", ed, 1995.
- [N9] "NF EN 60034-18-31 - Machines électriques tournantes. Partie 31: évaluation fonctionnelle des systèmes d'isolation. Section 31: procédures d'essai pour enroulements préformés. Evaluation thermique et classification des systèmes d'isolation utilisés dans les machines jusqu'à et y compris 50 MVA et 15 kV", ed, 1995.
- [N10] "NF EN 60216-1 - Matériaux isolants électriques - Propriétés d'endurance thermique", ed, 2002.
- [N11] "IEC TS 60034-27 - Machines électriques tournantes. Partie 27: Mesures à l'arrêt des décharges partielles effectuées sur le système d'isolation des enroulements statoriques des machines électriques tournantes", ed, 2006.
- [N12] "NF EN 60034-18-1 - Machines électriques tournantes. Partie 18: évaluation fonctionnelle des systèmes d'isolation. Section 1: principes directeurs généraux", ed, 1995.
- [N13] "NF EN 2714-003 - Série aérospatiale - Câbles, électriques, mono et multiconducteurs d'usage général - Températures de fonctionnement comprises entre - 55 °C et 260 °C - Partie 003 : blindés (guipés) et gainés, marquables au jet d'encre - Norme de produit", ed, 2006.
- [N14] "NF EN 2267-009 - Série aérospatiale - Câbles, électriques, d'usage général - Températures de fonctionnement comprises entre - 55 °C et 260 °C - Partie 009 : famille DRA, fil simple et éléments assemblés - Norme de produit", ed, 2006.
- [N15] "EN FR 3475-401 - Câbles électriques à usage aéronautique-Méthodes d'essais. Partie 401 – Vieillesse accélérée ", ed, 2002.
- [NAK08] Y. Nakamura, H. Inano, S. Hiroshima, "Partial Discharge Resistant Aging Mechanism of Nanocomposite Enamel Wires under Repetitive Surge Voltage Condition," *IEEE 2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation Dielectric Phenomena*, Quebec, Canada, 26-29 Oct. 2008.
- [NAN05] S. Nandi, H. A. Toliyat, L. Xiaodong, "Condition monitoring and fault diagnosis of electrical motors-a review", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume 20, 2005, pp. 719-729.
- [Nef] "<http://www.lebonjoint.fr/feuille-mica-et-carton/311-nefalite-11.html>",
- [NOT01] P. Notinger, A. Toureille, J. Santana, L. Martinotto, M. Albertini, "Study of space charge accumulation in polyolefins submitted to ac stress", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 8, Issue 6, 2001, pp. 972-984.
- [OKU07-1] H. Okubo, N. Hayakawa, G. C. Montanari, "Technical development on partial discharge measurement and electrical insulation techniques for low voltage motors driven by voltage inverters", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 14, Issue 6, December 2007, pp. 1516-1530.
- [PAS89] F. Paschen, "Ueber die zum Funkenübergang in Luft, Wasserstoff und Kohlensäure bei verschiedenen Drucken erforderliche Potential differenz", *Annalen der Physik*, Volume 273, Issue 5, 1889, pp. 69-96.
- [PER07] F. Perisse, P. Werynski, D. Roger, "A new method for AC machine turn insulation diagnostic based on High Frequency resonances", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 14, Issue 5, 2007, pp. 1308-1315.
- [PET04] A. Petre, D. Marty-Dessus, L. Berquez, J. L. Franceschi, S. Agnel, P. Notinger, J. Castellon, N. Didon, A. Toureille, "FLIMM and TSM: two thermal methods for space charges



- investigation", *2004 IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, 2004, pp. 213-216 Vol.1.
- [PIN99] B. Pinel, F. Duchayeau, "Fonction isolation dans les matériels électriques", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume D2302, 1999,
- [POH00] F. Pohlmann, R. Busch, "Investigations of magnet wire enamels and impregnants especially for inverter-fed motors", *Proc. Annual Report Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Victoria, Canada, 2000, pp. 587-591.
- [POP68] I. Popescu, E. Badareu, "Gaz Ionisés, Décharges Electriques dans les Gaz", *Dunod, Paris*, 1968,
- [RAI11] P. Rain, "Etude des précurseurs de la rupture diélectrique des isolations composites à matrice époxyde en électrotechnique", thèse de Habilitation à Diriger les Recherches en Génie Electrique, Université de Grenoble, Grenoble, 2011.
- [ROG10] D. Roger, S. Duchesne, S. Ait-Amar, P. Notingher, "Turn-to-turn capacitance used as an indicator of winding insulation aging", *Studies in Applied Electromagnetics and Mechanics, IOS Press Volume 34, Issue Studies in Applied Electromagnetics and Mechanics*, 2010, pp. 77-99.
- [ROY06] S. L. Roy, G. Teyssedre, C. Laurent, "Numerical methods in the simulation of charge transport in solid dielectrics", *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, Volume 13, 2006, pp. 239-246.
- [SAV11-1] S. Savin, S. Ait-Amar, D. Roger, G. Vélú, "Aging Effects on the AC Motor Windings: A Correlation between the Variation of Turn-to-Turn Capacitance and the PDIV", *2011 IEEE CEIDP*, Cancun , Mexico, October 2011, pp. 64-67.
- [SAV11-2] S. Savin, S. Ait-Amar, D. Roger, G. Vélú, "May the Capacitance of Power Cables be an Aging Indicator?", *2011 IEEE CEIDP*, Cancun , Mexico, October 2011, pp. 60-63.
- [SAV12-1] S. Savin, S. Ait-Amar, D. Roger, "Organic Enameled Wire Aging Monitoring Based on Impedance Spectrum Analysis", *CEIDP, MONTREAL, CANADA, OCTOBER 14-17, 2012*, pp. 874-877.
- [SAV13-1] S. Savin, S. Ait-Amar, D. Roger, "Turn-to-Turn Capacitance Variations Correlated to PDIV for AC Motors Monitoring", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 20, Issue 1, 2013, pp. 34-41.
- [SAV13-2] S. Savin, S. Ait-Amar, D. Roger, "Cable Aging Influence on Motor Diagnostic System", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation (TDEI)*, Volume 20, Issue 4, august 2013,
- [SIL12] E. Sili, "Etude de l'impact de l'environnement aéronautique sur la courbe de Paschen et sur le vieillissement du Polyimide sous décharges partielle", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université Toulouse III - Paul Sabatien, Toulouse, 2012.
- [SIM81] L. Simoni, "A General Approach to the Endurance of Electrical Insulation under Temperature and Voltage", *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Volume EI-16, Issue 4, 1981, pp. 277-289.
- [SKI96] G. Skibinski, J. Erdman, J. Pankau, J. Campbell, "Assessing AC motor dielectric withstand capability to reflected voltage stress using corona testing", *Proc. Conf Industry Applications Conf. Thirty-First IAS Annual Meeting, IAS '96.* , San Diego, California, 1996, pp. 694-702.

- [STO04] G. C. Stone, E. A. Boulter, I. Culbert, H. Dhirani, *Electrical Insulation for Rotating Machines - Design, Evaluation, Aging, Testing and Repair*, Wiley-IEEE Press, 2004.
- [STO05-1] G. C. Stone, "Partial discharge diagnostics and electrical equipment insulation condition assessment", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume 12, Issue 5, 2005, pp. 891-904.
- [STO05-2] G. C. Stone, "Recent important changes in IEEE motor and generator winding insulation diagnostic testing standards", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 41, 2005, pp. 91-100.
- [STO05-3] G. C. Stone, "Recent important changes in IEEE motor and generator winding insulation diagnostic testing standards", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 41, Issue Toronto, Canada, 31 janvier 2005, pp. 101-110.
- [TAV08] P. Tavner, L. Ran, J. Penman, H. Sedding, *Condition Monitoring of Rotating Electrical Machines*, Edition, London, United Kingdom: Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [TEY10] G. Teyssedre, L. Boudou, "Polymères et composites pour l'électrotechnique", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume D2335, 2010,
- [THA05-1] D. Thailly, A. Yazidi, R. Romary, H. Henao, J. F. Brudny, G. A. Capolino, "Diagnosis of a stator winding short-circuit faults on induction machines running in variable speed conditions," *IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives*, Vienna, Austria, 7-9 Sep. 2005.
- [THA07] D. THAILLY, "Etude du champ de dispersion des machines à courant alternatif : application au diagnostic", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université d'Artois, Béthune, 2007.
- [THO01] W. T. Thomson, M. Fenger, "Current Signature Analysis to Detect Induction Motor Faults," *IEEE Industry Applications Society Meeting*, Chicago, USA, Aout 2001.
- [THO03] T. Thomson, M. Fenger, "Case Histories of Current Signature Analysis to Detect Faults in Induction Motor Drives," *2003 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, 2003.
- [THO06] P. F. Thomas, *Précis de physique-chimie: première et deuxième années*, Edition, Bréal, 2006.
- [TRA06] W. Trabelsi, "Vieillessement de matériaux composites carbone/epoxy pour application aéronautique", thèse de doctorat en Mécanique et Matériaux, ENSAM, Paris, 2006.
- [VAS09-1] B. Vaseghi, "Contribution à l'étude des machines électriques en présence de défaut entre-spires", thèse de doctorat en Génie Electrique, INPL-GREEN Université Henri Pointcaré, Nancy, 2009.
- [VAS11] B. Vaseghi, N. Takorabet, F. Meibody-Tabar, A. Djerdir, J. A. Farooq, A. Miraoui, "Modeling and characterizing the inter-turn short circuit fault in PMSM," *Electric Machines and Drives IEEE International Conference - IEMDC*, 2011.
- [VAS11-1] B. Vaseghi, N. Takorabet, B. Nahid-Mobarakeh, F. Meibody-Tabar, "Modelling and study of PM machines with inter-turn fault dynamic model-FEM model", *Electric Power Systems Research*, Volume 81, Issue 8, 2011, pp. 1715-1722.
- [VEL09] N. Velly, N. Takorabet, F. Meibody-Tabar, P. Y. Liegeois, F. Nierlich, F. N. Leynaert, G. Humbert, "Double channel PM motor for avionic applications: impact of winding topologies", *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2009, pp. 2387-2394.

- [VER02-1] J. Verdu, "Différents types de vieillissement chimique des plastiques", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume AM3152, 2002,
- [VER02-2] J. Verdu, "Vieillissement chimique des plastiques: aspects généraux", *Techniques de l'Ingénieur*, Volume AM 3 151, 2002,
- [VU11] A. T. V. Thi, "Propriétés diélectriques de matériaux isolants sous contraintes impulsionnelle répétitive. application aux modules de commutation en électronique de puissance", thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université de Grenoble, Grenoble, 2011.
- [WEE06] Y. Weens, "Modélisation des câbles d'énergie soumis aux contraintes générées par les convertisseurs électroniques de puissance", thèse de doctorat en Génie Electrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, Lille, 2006.
- [WEI93] J. A. Weimer, "Electrical Power Technology for the more Electrical Aircraft", *AIAA/IEEE Digitale Avionics System Conference*, 1993, pp. 445-450.
- [WER05-1] P. Werynski, R. Corton, D. Roger, J. F. Brundy, "On-line monitoring of Insulation Aging in AC Motors Fed by PWM Inverters", *Proc. IEEE Int Electric Machines and Drives Conf*, San Antonio, USA, 2005, pp. 1942-1948.
- [WER05-2] P. Werynski, D. Roger, "On-line monitoring of AC motors: relation between the magnetic high frequency signature and the stator insulation aging," *International Symposium on Electrical Machines SME'2005*, Opole, Poland, 14-17 June 2005.
- [WER06] P. Werynski, "Vieillissement des diélectriques et surveillance in situ des machines électriques", thèse de doctorat en Laboratoire Systèmes Electrotechniques et Environnement, Université d'Artois, Béthune, France, 2006.
- [YAZ04] A. Yazidi, D. Thailly, H. Henao, R. Romary, G.-A. Capolino, J.-F. Brudny, "Detection of stator short-circuit in induction machines using an external leakage flux sensor", *Proc. IEEE Int. Conf. Industrial Technology IEEE ICIT '04*, Hammamet, Tunisia, 2004, pp. 166-169.





# **Nouvel indicateur de vieillissement de l'isolation inter-spires des machines électriques utilisées en aéronautique**

## **Résumé :**

Le réseau électrique de bord des avions devient le principal vecteur de transmission de l'énergie utilisée en dehors de celle réservée à la propulsion. Le réseau électrique remplace progressivement les réseaux hydrauliques et aérauliques qui assurent respectivement les contrôles de vol et le confort dans la cabine des avions actuels. Pour transmettre une puissance électrique plus importante sans augmenter la masse des conducteurs, un nouveau standard a été défini, le réseau de bord des avions plus électriques sera continu et sa tension est fixée à 540V. En conséquence, les convertisseurs statiques seront systématiquement utilisés pour commander les actionneurs électriques. Des contraintes électriques nettement plus importantes seront appliquées aux bobinages des machines en plus de celles qui sont inhérente à l'aéronautique. Pour obtenir la sureté de fonctionnement requise, la surveillance du vieillissement de l'isolation des machines électriques embarquées devient indispensable.

Le travail effectué dans cette thèse est centré sur la définition d'un nouvel indicateur de vieillissement de l'isolation des bobinages des machines électriques utilisées en aéronautique. Le nouvel indicateur delta-C est basé sur la corrélation entre l'augmentation de la capacité inter-spires du bobinage et la réduction des performances caractérisée principalement par la réduction du seuil d'apparition des décharges partielles. La partie expérimentale des travaux est importante; le mémoire donne les résultats des campagnes de vieillissement accéléré d'un grand nombre d'échantillons de fil émaillé standard. Ces résultats permettent de définir des seuils critiques des variations du nouvel indicateur delta-C en fonction du profil de mission de l'actionneur. Le nouvel indicateur delta-C est corrélé avec un paramètre facilement mesurable sur une machine électrique en fonctionnement qui est la fréquence de résonance du bobinage. Un outil numérique est développé pour déterminer les fréquences de résonances à surveiller en fonction de la géométrie et de la technologie du bobinage de la machine. Les prédictions des fréquences déterminées par l'outil numérique développé sont vérifiées par des mesures faites sur des bobines vieilles artificiellement. L'étude est étendue à l'influence du câble d'alimentation de la machine. Les limites de fonctionnement du système de surveillance proposé sont définies pour différentes distances entre la machine et le point de connexion des systèmes de mesure.

**Mots clés :** isolation inter-spires, machine électrique, nouvel indicateur de vieillissement delta-C, surveillance, réponse fréquentielle du bobinage.

## **New turn-to-turn insulation aging indicator for electrical machines used in aeronautics**

## **Abstract :**

For modern aircrafts, the onboard electrical grid becomes the main energy transmission system apart from energy reserved for propulsion. Electrical systems are gradually replacing hydraulic and air systems providing respectively flight controls and cabin comfort in current aircrafts. To transmit higher electrical power without increasing the conductors' masses, a new standard has been set, the grid of more electrical aircrafts will be 540 VDC. As a result, static converters will systematically be used to drive the electrical actuators. Substantially higher electrical constraints will be applied to electrical machine windings, in addition to those inherent in aeronautics. To obtain the required operational safety, the monitoring of the insulation for onboard electrical embedded machines has become indispensable.

This thesis work is focused on the definition of a new aging indicator for the electrical insulation of machine used in aeronautics. The new delta-C indicator is based on the correlation between the increase in the turn-to-turn winding capacitance and reduction of performance mainly characterized by the decrease of Partial Discharge Inception Voltage (PDIV). The experimental part of this work is considerable; the thesis gives the results of accelerated aging tests on a large number of enameled wire standard samples. These results make it possible to define critical threshold for the new delta-C indicator depending on the mission profile of the actuator. The new delta-C indicator is correlated with an easily measurable parameter on an operating electrical machine, i.e. the resonance frequencies of the winding. A numerical tool was developed to determine the resonance frequencies to be monitored according to the geometry and the technology of the winding machine. The prediction frequencies determined by the developed numerical tool have been verified by measurements on artificially aged coils. The study has been extended to the influence of the supply cable of the electrical machine. The operating limits of the proposed monitoring system are defined for various distances between the electrical machine and the connection point of the measurement systems.

**Keywords:** turn-to-turn insulation, electrical machine, new aging delta-C indicator, monitoring, winding frequency response.