



**HAL**  
open science

## Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance

Didier Nilly

► **To cite this version:**

Didier Nilly. Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance. Electromagnétisme. 2017.  
dumas-01871106

**HAL Id: dumas-01871106**

**<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-01871106>**

Submitted on 10 Sep 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**CONSERVATOIRE NATIONAL DES ARTS ET METIERS**

**PROVENCE – ALPES – COTE D’AZUR**

**CENTRE D’ENSEIGNEMENT D’AIX-EN-PROVENCE**

---

**MEMOIRE**

**présenté en vue d'obtenir**

**le DIPLOME D'INGENIEUR CNAM**

**EN SYSTEMES ELECTRIQUES**

**par**

**NILLY Didier**

---

**Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance.**

**Soutenu le 12 janvier 2017**

---

**JURY**

**Président : Jean-Luc THOMAS**

**Membres : Alain CAFFARD  
Abdeltif FICHTALI  
Patrice GOERGER  
Gérard GRETZ  
Patrick THOMANN**

## REMERCIEMENTS

Merci à toutes celles et tous ceux qui prirent de leur temps pour me consacrer leur soutien tant moral que technique. Grâce à leur dévouement et leurs encouragements, elles m'ont permis de réaliser ce mémoire, et tout mon cursus au CNAM dans les meilleures conditions.

En outre, je tiens tout particulièrement à remercier Messieurs Patrick Thomann chef de l'agence Apave de Mulhouse et Gérard Gretz superviseur électricité de l'Apave Alsacienne, mes tuteurs, pour m'avoir accordé leur confiance au poste d'ingénieur développement en électrotechnique que j'occupe depuis maintenant 2 ans.

De même je souhaiterais exprimer mes remerciements à Monsieur Frank Lemasle superviseur électricité de l'Apave Nord-Ouest, pour m'avoir proposé le sujet d'étude faisant l'objet de ce mémoire ; et pour m'avoir accueilli auprès de ses équipes de l'agence du Havre.

Je voudrais signifier toute ma gratitude à Monsieur Patrick Dziurzynski et à toute l'équipe d'Omicron France pour leur soutien technique et leur chaleureux accueil dans leur centre de formation de Cergy Pontoise. Elle m'a fait partager leur expérience reconnue en matière de diagnostic des transformateurs.

Merci à Monsieur Caffard du CNAM d'Aix en Provence, ainsi qu'à Messieurs Patrick Roger et Didier Dujardin professeurs d'électricité du Centre d'Instruction Naval de Saint Mandrier, pour m'avoir guider dans l'élaboration de ce document. Leur méticuleuse relecture et leurs critiques constructives m'ont été particulièrement utiles à la rédaction de ce mémoire.

Je salue la sollicitude dont ma famille et mes proches ont eu à mon égard, sans oublier Dadou qui a partagé mon fauteuil de bureau, et qui a bien voulu échanger bon nombre d'heures de jeu et d'attention pour que je puisse avancer dans mon travail.

Enfin, je tiens à dédier ce mémoire à deux personnes qui ont beaucoup marqué ma carrière. Monsieur Jean-Pierre Géhin, mon professeur d'électricité en CAP-BEP d'électrotechnique, pour m'avoir ouvert la voie dans cette profession, en m'initiant à cette science pour laquelle je voue depuis une réelle passion. A Monsieur Christian Vigno, Technicien Supérieur et Étude de Fabrication du ministère de la défense, qui m'a fait partager sa formidable expérience lors de nos trois années de collaboration sur la base navale de Toulon.

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

AA.....	Air Air natural convection
ABB.....	Asea Brown Boveri
AFA.....	Air Forced Air circulation
AT.....	Assistance Technique
ATA.....	Animateur Technique d'Agence
BT.....	Basse Tension
DGPT2.....	Détecteur Gaz Pression Température double seuil
DP.....	Décharge Partielle
DRM.....	Dynamic Resistance Measurement
ERDF.....	Électricité Réseau de Distribution France
ES.....	Électricité de Strasbourg
FDD.....	Facteur De Dissipation
FEM.....	Force ElectroMotrice
FMM.....	Force Magnéto-Motrice
FRSL.....	Frequency Response of Stray Losses
HF.....	Haute Fréquence
HT.....	Haute Tension
HV.....	High Voltage
IR.....	Infra-Rouge
LF.....	Low Fréquence
LV.....	Low Voltage
MEPS.....	Minimum Efficiency Performance Standards
NOME.....	Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité
ONAF.....	Oil Natural Convection Air Forced Air circulation
ONAN.....	Oil Natural Convection Air Natural convection
OSAC.....	Organisation pour la Sécurité de l'Aviation Civile
SAS.....	Société par Action Simplifiée
SFRA.....	Swept Frequency Response Analysis

*« Vie tes rêves, ne rêve pas de ta vie... »*

*Proverbe Chinois*

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1 Introduction.....</b>	<b>8</b>
<b>2 Présentation du projet faisant l'objet du mémoire.....</b>	<b>10</b>
2.1 Présentation de l'entreprise.....	10
2.2 Le contexte du projet.....	11
2.3 L'origine du projet, ses enjeux.....	12
2.4 Responsabilités personnelles.....	13
<b>3 Le diagnostic préventif des transformateurs de puissance.....</b>	<b>15</b>
3.1 Approche théorique du transformateur.....	15
3.1.1 Principe de fonctionnement et définitions.....	15
3.1.1.1 Le phénomène d'induction.....	15
3.1.1.2 Optimisation du transformateur élémentaire.....	18
3.1.1.3 Schéma équivalent en régime établi.....	22
3.1.1.3.1 Transfert de puissance par couplage magnétique.....	22
3.1.1.3.2 Vers les modèles équivalents.....	24
3.1.1.3.3 Diversification des modèles.....	24
3.1.2 Construction et technologie du transformateur de puissance.....	27
3.1.2.1 Généralité.....	28
3.1.2.2 Le circuit magnétique.....	29
3.1.2.3 Les enroulements.....	30
3.1.2.4 La connectique.....	31
3.1.2.5 Les diélectriques.....	32
3.1.2.6 L'enveloppe métallique et le dispositif de protection.....	34
3.1.2.7 Le système de réglage de tension .....	35
3.1.2.8 De « l'anatomie » au diagnostic.....	37
3.2 État de l'art du diagnostic d'état.....	38
3.2.1 Le diagnostic, une partie intégrante de la stratégie de maintenance.....	38
3.2.2 Présentation du processus de diagnostic.....	40
3.2.3 Les modes de défaillance.....	43
3.2.3.1 Le mode de défaillance diélectrique.....	44
3.2.3.2 Le mode de défaillance thermique.....	45
3.2.3.3 Le mode de défaillance mécanique.....	49
3.2.3.4 Le mode de défaillance chimiques.....	51
3.2.4 Application des techniques d'analyse et d'investigation.....	53

3.2.4.1 L'approche de base.....	53
3.2.4.1.1 La ratiométrie.....	53
3.2.4.1.2 Mesure du courant magnétisant.....	54
3.2.4.1.3 Mesure de la résistance des enroulements.....	56
3.2.4.1.4 Mesure de l'impédance de court-circuit et de l'inductance de fuite.....	59
3.2.4.1.5 Mesure des pertes parasites supplémentaires.....	61
3.2.5 Les méthodes d'expertise innovantes :.....	65
3.2.5.1 La mesure d'isolement et du facteur de dissipation ou évaluation de la tangente-delta.....	65
3.2.5.1.1 Le phénomène de conduction dans les isolants.....	65
3.2.5.1.2 Mise en œuvre de la mesure.....	70
3.2.5.1.3 Exécution de la mesure et exploitation des résultats .....	71
3.2.5.1.4 Application aux traversés.....	74
3.2.5.1.5 Conclusion sur la méthode de diagnostic par mesure du FDD :.....	75
3.2.5.2 Le diagnostic par balayage de fréquence ou SFRA.....	77
3.2.5.2.1 Pourquoi cette méthode ?.....	77
3.2.5.2.2 Technique de mesure et principes physiques mis en œuvre.....	81
3.2.5.2.3 L'exploitation des mesures.....	88
3.2.5.2.4 Conclusion sur la méthode de diagnostic par SFRA :.....	89
3.2.5.2.5 Mise en pratique personnelle de la SFRA.....	90
<b>4 Le développement des missions d'assistance technique.....</b>	<b>98</b>
4.1 Le concept de développement.....	98
4.1.1 Se faire connaître.....	100
4.1.2 Filtrer et recevoir les entrées.....	104
4.1.3 Analyser et comprendre.....	106
4.1.4 Décider.....	107
4.1.5 Faire.....	107
4.1.6 Faire-faire.....	110
4.1.7 Conseiller et vendre.....	111
4.1.8 Savoir être.....	111
4.2 Résultats d'exercice.....	112
4.3 Les difficultés rencontrées, et les leviers de réaction.....	114
4.3.1 D'un point de vue organisationnel :.....	114
4.3.2 D'un point de vue financier :.....	115
4.3.3 D'un point de vue ressources humaines :.....	116

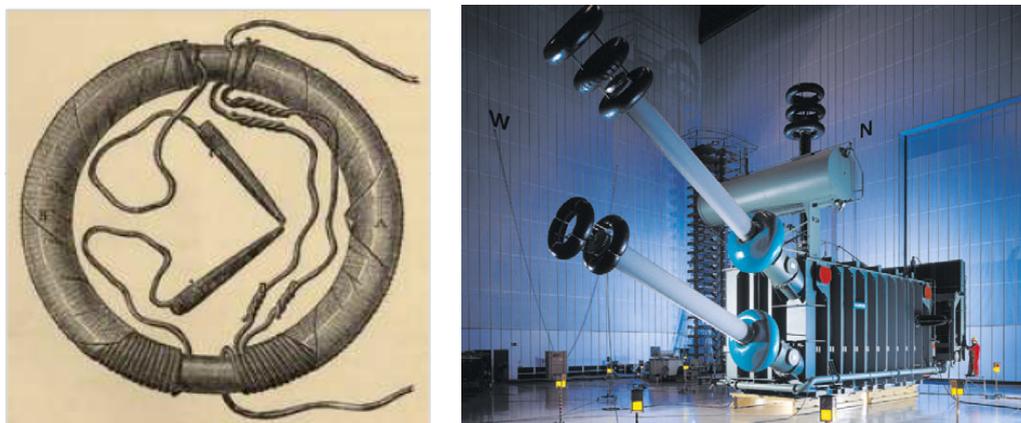
4.4 Les perspectives de développement de l'offre.....	117
<b>5 Conclusion générale .....</b>	<b>119</b>
<b>6 Conclusion personnelle.....</b>	<b>121</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>122</b>
<b>Liste des figures.....</b>	<b>125</b>
<b>Liste des tableaux.....</b>	<b>127</b>
<b>Annexe 1 : Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance.....</b>	<b>128</b>
<b>Annexe 2 : Base d'analyse de la réponse en fréquence d'un transformateur.....</b>	<b>129</b>
<b>Annexe 3 : Courbes de réponse en fréquence typiques.....</b>	<b>133</b>

## 1 INTRODUCTION

Les transformateurs sont des machines électriques statiques, capables de transférer l'énergie électrique en courant alternatif, entre deux systèmes, dont les caractéristiques en tension et en courant sont différentes.

En 1836, Michaël Faraday a mis en évidence le phénomène d'induction électromagnétique, en utilisant un tore ferreux sur lequel il avait monté une bobine alimentée par une pile Volta, et une seconde raccordée à un galvanomètre. Il découvrit que toute variation de champ magnétique dans le tore fait dévier momentanément le galvanomètre. Ce constat fut à l'origine de la célèbre loi de Faraday.

L'apparition des premiers générateurs à courant alternatif appliqués à l'une des bobines du dispositif de Faraday permit de constater que le phénomène d'induction était entretenu et amplifié ! Dès lors, l'intérêt d'un tel système parut évident, et fit l'objet de nombreuses améliorations. Son optimisation par Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs conduira à la construction de la toute première ligne de transport en courant alternatif haute tension en 1890, entre la centrale de Niagara Falls et Buffalo (90 km). Cette installation préfigure alors les systèmes de transport et de distribution d'électricité moderne, dans lesquels les transformateurs jouent depuis, un rôle prépondérant.



*Figure 1 : Du tore de M.Faraday au transformateur Ultra Haute Tension, 180 ans d'évolution technologique ! [Source Siemens]*

Aujourd'hui, plus que jamais, les transformateurs de puissance figurent parmi les éléments stratégiques d'une infrastructure de transmission et de distribution d'électricité. Leur défaillance induisent des coûts importants, lors d'une perte d'alimentation, ou lors d'opérations de maintenance imprévues.

Il paraît donc évident, dans le cadre de leur maintenance préventive, de réaliser des tests et diagnostics qui permettent de suivre et d'identifier précocement des symptômes de pannes pouvant apparaître en phase d'exploitation du réseau.

C'est pourquoi, Apave se positionne aujourd'hui sur la montée en puissance **du diagnostic d'état des transformateurs**, sur laquelle s'appuie un des leviers de développement de l'assistance technique en électricité.

Outre les méthodes d'analyse classiques, Apave mise sur l'utilisation de techniques innovantes telles que l'étude par balayage en fréquence (Swept Frequency Response Analysis ou SFRA), et l'évaluation de la qualité du diélectrique par mesure du Facteur De Dissipation (FDD ou tangente  $\delta$ ).

Ce mémoire présente le cheminement de mes recherches, ainsi que mon expérience acquises lors de différentes missions et formations. Son objectif, est de faciliter l'industrialisation du diagnostic de transformateur au sein d'Apave en rendant ce savoir transmissible à travers ce document de synthèse.

L'art de l'expertise du transformateur requiert d'une part, la bonne connaissance des principes physiques et technologiques. Il oblige également à posséder une base de donnée symptomatologique exhaustive, cartographie des modes de défaillance. Il exige enfin, la parfaite maîtrise des outils permettant d'aboutir au diagnostic. Par ailleurs, la commercialisation de ces missions, s'inscrit plus généralement dans un processus de déploiement de l'assistance technique que je suis en charge de développer sur l'Apave Alsacienne.

## **2 PRÉSENTATION DU PROJET FAISANT L'OBJET DU MÉMOIRE**

### **2.1 Présentation de l'entreprise**

Les risques techniques et environnementaux sont aujourd'hui des paramètres de management important dans la gouvernance d'entreprises.

Apave assure l'accompagnement des industriels et des collectivités dans leur volonté de maîtriser leurs risques techniques, humains et environnementaux, à travers une offre complète de prestations.

Toutes visent à augmenter la sécurité des hommes et des biens, protéger l'environnement, et optimiser la performance des organisations.

Les domaines de compétences d'Apave concernent :

- l'inspection technique réglementaire (électricité, levage, parties sous pression, incendie...);
- le diagnostic des bâtiments (thermique, amiante);
- les essais et mesures en électricité, acoustique, et rayonnements;
- la formation;
- le conseil et l'assistance technique.

Près de 200 000 clients en France et dans le monde font appel à Apave pour réduire leurs risques. Ces missions de confiance sont réalisées par 10 650 professionnels de la maîtrise des risques dont 8000 ingénieurs et techniciens.

Fondée en 1867 à Mulhouse par Messieurs Dollfus et Mieg propriétaires d'usines textiles, soucieux de préserver leurs matériels et leur main d'œuvre, ils créent en pleine révolution industrielle l'Association Alsacienne de Propriétaires d'Appareils à Vapeur et Électrique (AAPAVE). D'autres régions industrielles tels que le Nord-Picardie et la Normandie entre 1873 et 1874 suivirent le modèle d'association Alsacien, devenant au niveau national l'APAVE.

Forte de ses 150 ans d'existence, elle a su s'adapter aux progrès techniques de l'ère industrielle en diversifiant son activité vers les domaines de la construction, et du transport. Elle figure encore aujourd'hui comme une référence en matière de prévention des risques.

Depuis 2010, son organisation s'articule autour d'une société mère à la tête du groupe **Apave**, au statut de Société Anonyme.

Les actionnaires sont les 4 associations Apave : Apave Sud Europe, Apave Parisienne, Apave Nord-Ouest, et l'Apave Alsacienne.

La société mère contrôle 5 filiales opérationnelles et représente pour la France et le monde quelques 130 agences et bureaux, 31 laboratoires et 143 espaces de formation. Elles permettent de couvrir l'ensemble du territoire national qu'elles se répartissent :

- l'Apave Alsacienne SAS pour la région Grand Est ;
- l'Apave Parisienne SAS pour la région Île de France et la région Centre ;
- l'Apave Nord-Ouest SAS couvre la région Bretagne, Normandie et Nord-Picardie ;
- l'Apave Sud Europe SAS couvre les régions sous l'axe Lyon – La Rochelle ;
- l'Organisation pour la Sécurité de l'Aviation Civile (OSAC) est une filiale dédiée au contrôle technique de la sécurité de l'Aviation Civile.

Elle contrôle également :

- une filiale-holding, **Apave Développement** regroupant des filiales françaises spécialisées (Apave Aéroservices, Sopemea, A+ Métrologie,...) ;
- une filiale-holding, **Apave International**, pour diriger et développer l'action du groupe à l'international.

## **2.2 Le contexte du projet**

L'Apave Alsacienne cherche à développer les missions d'assistance technique en électricité. Aujourd'hui, elle assure des interventions de faible technicité, sporadiques, sans réelle stratégie de développement.

C'est pourquoi, la direction a décidé de mettre en place un plan tactique définissant plusieurs axes de déploiement prioritaires, dont l'idée est de promouvoir les notions de maintenance et de performance technico-financière des équipements.

Ce marché à fort potentiel est encore inexploité par les sociétés concurrentes d'Apave que sont les autres organismes de contrôle. Outre l'inspection réglementaire et la formation, les

prestations d'assistance technique s'inscrivent dans une logique de métier, et constituent une véritable plus value pour le client. Elles contribueront à renforcer la notoriété d'Apave sur le marché, non seulement en tant qu'organisme de contrôle, mais aussi en tant que société de conseil et d'expertise.

Les axes de développement concernent actuellement les domaines :

- **de la protection contre le risque d'arcs électriques** : domaine émergent à fort potentiel du fait de la demande croissante des entreprises nord-américaines et australiennes vis-à-vis de leurs assureurs, mais aussi la future prise en compte de ce risque dans la norme NF C 18-510. ;
- **la Gestion tarifaire en Électricité** : elle consiste en l'accompagnement des clients alimentés en tarif jaune (BT) et vert (HT) dans le choix des nouveaux fournisseurs d'électricité, compte tenu de l'obligation de passer sur le marché libre de l'électricité au 1<sup>er</sup> janvier 2016 ; en référence à la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) ;
- **Le diagnostic de câbles Haute Tension** : secteur pertinent en raison du vieillissement du parc de câble. La technologie à « Papier imprégné » arrive en fin de vie, et les câbles à isolant synthétique présentent de nombreux défauts après un nombre limité d'années de service.

### 2.3 L'origine du projet, ses enjeux.

A ce jour, Apave propose des prestations de diagnostic d'état de transformateur qui se limitent à la mesure d'isolement et à l'analyse d'huile sur des appareils de faibles puissances.

Le quatrième levier de développement de l'assistance technique s'appuie sur la montée en puissance de **la maintenance préventive par diagnostic d'état des transformateurs de puissance**. Il repose sur l'utilisation de méthodes innovantes telles que la méthode d'analyse de la courbe de réponse d'un enroulement de transformateur par balayage de fréquence, et l'évaluation de la qualité du diélectrique par mesure du FDD.

Elles offrent l'avantage de fournir un diagnostic rapide et fiable ; leurs bonnes pratiques étant cadrées par un ensemble de normes, elles permettent un ciblage précis de l'origine des défaillances.

La réalisation d'une expertise SFRA ou FDD est simple, et nécessite peu de moyens humains de la part de l'organisme de contrôle. Une fois lancée sur le marché, cette prestation permettra de dégager une marge importante, et devenir rapidement rentable. Contrairement aux missions courantes d'inspection, ces dernières sont à forte valeur ajoutée pour le client et s'inscrivent dans le cadre des « **missions de confiance** ».

Aujourd'hui, ce marché est exclusivement exploité par les distributeurs et producteurs d'électricité : Électricité et Réseau de Distribution France (ERDF), Électricité de Strasbourg (ES)... ; les constructeurs de transformateurs tels que Siemens, Asea Brown Boveri (ABB), Schneider Electric... ; et les fabricants d'appareils de mesure (Omicron, Doble...), parmi lesquels ne figure aucun organisme de prévention des risques.

Notre éthique nous interdit en effet toute accointance avec un distributeur d'énergie ou fournisseur de matériel. C'est au titre de notre tiers partie, que toute analyse pourra conforter le client dans l'impartialité de nos expertises.

## **2.4 Responsabilités personnelles**

Afin qu'Apave puisse répondre aux futurs appels d'offres en matière de diagnostic de transformateur, je suis chargé de développer l'industrialisation de ces prestations : **l'objectif affiché est de devenir référent régional en la matière.**

J'ai débuté mon cursus au sein de l'entreprise par un processus d'apprentissage auprès d'organismes spécialisés dans les expertises par le biais des techniques SFRA et FDD.

J'ai ensuite réalisé une étude documentaire, afin de déterminer les phénomènes entrant en jeu lors de l'exécution des tests, de manière à cibler la chaîne d'événements à l'origine d'une défaillance.

L'interprétation des analyses doit s'appuyer sur un certain nombre de critères normatifs : il s'agissait d'en trouver les références, afin de légitimer le résultat des mesures. Fort de ces acquis, j'ai pu réaliser le protocole d'intervention allant de la rédaction du devis à l'élaboration du rapport final, qui permet de définir clairement notre cadre d'intervention vis à vis du client.

Au même titre que les autres produits définis sur le plan tactique, je dois assurer son déploiement commercial dont la stratégie reste encore à définir.

L'ensemble des travaux que j'ai menés, sont formalisés dans ce mémoire. Ce dernier, aura vocation au sein de l'entreprise :

- **d'être un support pédagogique, et informationnel** : pour la formation des collaborateurs d'une part, mais aussi pour servir de base argumentaire dans la mise en place d'une démarche marketing ;
- **d'établir un état des lieux des moyens d'investigation de base, et légitimera le bien-fondé des méthodes innovantes.**

Au-delà du diagnostic de transformateur qui représente pour moi un travail de fond, le travail d'ingénieur pour lequel j'ai été embauché consiste à créer et enrichir le porte-feuille de prestation d'assistance technique, sur l'Apave Alsacienne.

Pour ce faire, mon objectif est d'exploiter toute problématique client. En effet, nous sommes souvent sollicités pour des besoins spécifiques du fait que les clients n'ont ni les connaissances techniques, ni le temps de se pencher sur des missions sortant de leur champ de compétence : nous sommes parfois leur dernier recours face à des « Questions » uniques.

Une fois l'expérience et le savoir acquis lors des premières missions que j'aurai approfondies, je mettrai en place les moyens permettant leur réalisation par mes confrères électriciens. Je pars du principe que toute mission est vouée à se répéter ; d'autres auront certainement un jour à traiter un cas similaire.

Aboutir à l'objectif visé pour ces affaires particulières est très honorifique, pour l'ingénieur d'une part, mais également profitable à l'entreprise. Économiquement, mais aussi en terme d'image, cette dernière pourra grâce à ces services rendus, aisément asseoir et renforcer sa notoriété dans un marché dont le cœur de métier (l'inspection réglementaire) est ultra concurrentiel et peu rentable.

### 3 LE DIAGNOSTIC PRÉVENTIF DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

La mise en évidence des symptômes liés au dysfonctionnement du transformateur, oblige à ne plus considérer la machine dans une logique d'exploitation, mais dans une logique de diagnostic amenant la réflexion vers une approche beaucoup plus fondamentaliste.

#### 3.1 Approche théorique du transformateur.

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

#### 3.1.1 Principe de fonctionnement et définitions

##### 3.1.1.1 Le phénomène d'induction

Le principe de fonctionnement du transformateur se base sur le phénomène d'induction électromagnétique, qui énonce que : « tout circuit électrique subissant une variations de flux est le siège d'une force électromotrice induite ». Cette loi également appelée « loi de Faraday » se traduit par la relation :

$$e = -\frac{d\varphi}{dt} \quad \text{où} \quad \varphi = \iint_{SI} \vec{B} \cdot d\vec{n} S \quad (1)$$

avec :

e : la force électromotrice (FEM) en V ;

$\varphi$  : le flux magnétique en Weber (Wb) ;

S : la surface traversée par les lignes de champ en m<sup>2</sup> ;

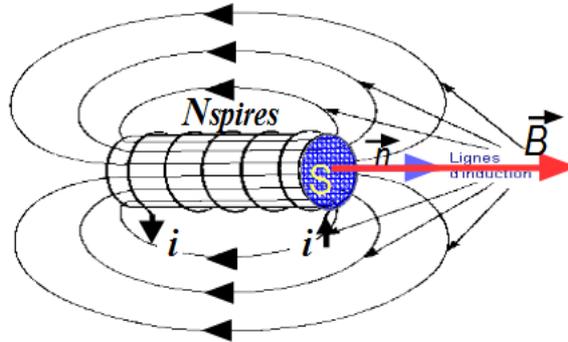
B : le vecteur champ magnétique en Tesla (T).

Dans les transformateurs, les enroulements sont considérés comme des solénoïdes. L'expression du flux instantané à travers une spire devient :

$$\varphi = \vec{B} \cdot \vec{n} S$$

En référence à la *figure 2*, l'expression précédente devient pour une bobine de N spires :

$$\varphi_t = N \cdot \|\vec{B}\| \cdot S \quad (2)$$



**Figure 2: Champ magnétique dans un solénoïde**

Dans la suite du document, afin d'alléger les écritures, je remplacerai  $\|\vec{B}\|$  par  $b$ , valeur instantanée du module du champ magnétique.

Si la bobine est alimentée par un courant sinusoïdal  $i = I_{max} \cos(\omega t)$ , le champ magnétique devient :

$$b = \mu \frac{N i}{l} = \mu \frac{N}{l} \cos(\omega t) = B_{max} \cos(\omega t) \quad (3)$$

où  $l$  représente la longueur du solénoïde et  $\mu$  la perméabilité du matériau.

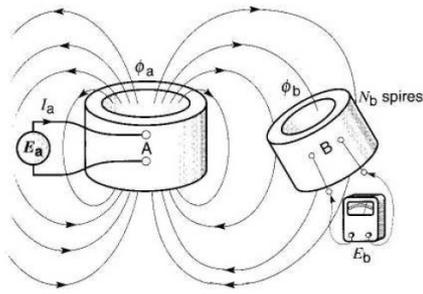
Le flux à travers la bobine devient :

$$\varphi = N \mu \frac{N}{l} S \cos(\omega t) = \mu \frac{N^2}{l} S \cos(\omega t) \quad (4).$$

La quantité  $\frac{\varphi}{i} = \mu \frac{N^2}{l} S$  (5) représente l'inductance propre « L » de la bobine.

Si on place un solénoïde (*figure 3*) à l'intérieur de ce champ magnétique variable, conformément à la loi de Faraday, il est le siège d'une force électromotrice induite. Avec un champ magnétique sinusoïdal d'après (3) :

$$\Phi_b = N_b S_b B_{max} \cos(\omega t) \quad \text{d'où} \quad E_b = \frac{-d\Phi_b}{dt} = \omega N_b S_b B_{max} \sin(\omega t) \quad (6)$$



**Figure 3: Le transformateur**  
[source : T.Wildi]

On en déduit que la valeur efficace de la FEM induite s'exprime par :

$$E_b = 4,44 B_{max} S_b N_b f \quad (7)$$

où  $f$  la fréquence en Hz, c'est **la formule de Boucherot**.

L'enroulement inducteur subit également les variations de son champ magnétique propre. Ce phénomène d'auto-induction est le siège d'une force électromotrice telle que :

$$\frac{d\Phi_a}{dt} = e_a = u - ri \quad (8) \text{ de valeur efficace } E_a = 4,44 B_{max} S_a N_a f \quad (9)$$

Dans un transformateur, les sections et la longueur des bobines sont identiques, ainsi, le rapport entre la FEM primaire et la FEM secondaire est égal au rapport du nombre de spires entre les enroulements :

$$\text{d'où } m = \frac{E_b}{E_a} = \frac{N_b}{N_a} \quad (10),$$

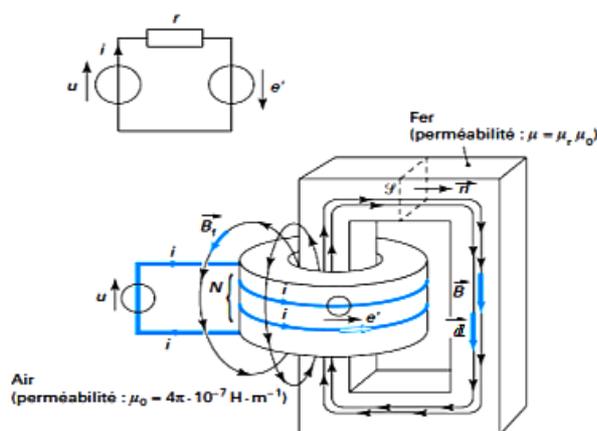
expression qui définit le rapport de transformation à vide.

L'influence d'un enroulement sur le second s'exprime par l'inductance mutuelle «  $M$  » :

$$M = \frac{\Phi_b}{i_a} = \mu \frac{N_a N_b}{l} S \quad (11).$$

### 3.1.1.2 Optimisation du transformateur élémentaire

Pour augmenter la force électromotrice induite au secondaire il faut canaliser, et concentrer les lignes de champ à travers la section droite de l'enroulement secondaire. Cela aura pour effet d'augmenter le flux (aussi appelé densité de champ magnétique) à travers la bobine. C'est le rôle du circuit magnétique (*figure 4*).



*Figure 4 : Lignes de champ et circuit électrique équivalent  
[source : Cahiers Techniques de l'Ingénieur]*

Le théorème d'Ampère fait apparaître la notion de « potentiel magnétique ». Il permet de déterminer la force magnétomotrice nécessaire à faire circuler une ligne de champ sur une distance donnée (un contour fermé «  $C$  »), dans un milieu donné :

$$\sum_{k=1}^{k=n} N_k i_k = \oint_{(C)} \vec{H} \cdot d\vec{l} \quad (12)$$

Chaque milieu physique possède une perméabilité propre à la pénétration du champ magnétique (celle de l'acier est 1000 fois supérieur à celle de l'air). Cette notion montre l'opposition au passage des lignes de champ à travers une section d'un matériau.

Le phénomène est similaire à celui mis en jeu en électrocinétique, qui a permis d'aboutir à la loi d'Ohm dont le pendant magnétique sont les lois d'Hopkinson : qui définissent la réluctance  $\mathfrak{R}$  assimilable à la résistance, et le flux  $\Phi$ , assimilable au courant.

Elles permettent une approche similaire pour la conception des circuits magnétiques.

Lorsqu'on applique le théorème d'Ampère au contour « C » de la *figure 5*, on obtient l'expression :

$$N_1 i_1 + N_2 i_2 = H \cdot l_{\text{moy}} = \frac{B}{\mu} l_{\text{moy}} \quad (13).$$

En introduisant la densité de champ  $\Phi$  dans la section du circuit magnétique, on obtient :

$$N_1 i_1 + N_2 i_2 = \frac{\Phi}{\mu S} l_{\text{moy}} \quad (14) ;$$

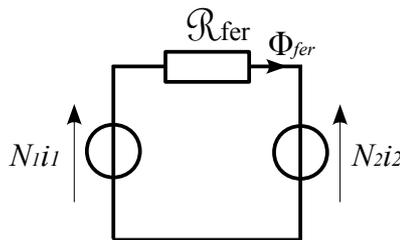
définissant la réluctance par :

$$\mathcal{R}_{\text{fer}} = \frac{l_{\text{moy}}}{\mu S} \quad (15)$$

où :

- $N_k i_k$  est la force magnétomotrice en Ampère tours ;
- $l_{\text{moy}}$  la longueur moyenne du circuit magnétique en m ;
- $S$  la section du circuit magnétique en m<sup>2</sup>.

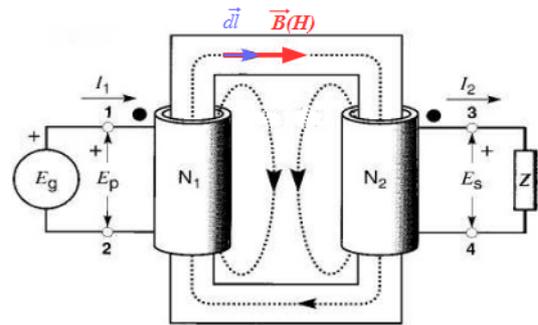
L'effet de la FEM induite va faire circuler un courant dans l'enroulement secondaire, tel qu'il s'oppose à la cause qui lui a donné naissance (*loi de LENZ*). Le secondaire va alors être à l'origine d'une « force contre magnétomotrice », s'opposant à la magnétisation du circuit.



**Figure 6: Schéma magnétique du CM**

L'expression (14) devient alors  $N_1 i_1 - N_2 i_2 = \Phi_{\text{fer}} \mathcal{R}_{\text{fer}} \quad (16)$ ,  
et permet d'aboutir au schéma équivalent du circuit *figure 6*.

A vide  $i_2=0$ , d'où  $i_1 = i_{10} = \frac{\Phi_{\text{fer}} \mathcal{R}_{\text{fer}}}{N_1} \quad (17).$



**Figure 5: Lignes de champ dans un transformateur**  
[Source : T. Wildi]

Ce courant représente le courant magnétisant nécessaire à créer le champ magnétique dans le transformateur. Il représente en général 1% du courant nominal pour les transformateurs de puissance.

Si  $\Phi_1 = N_1 \cdot \Phi_{fer}$ , en introduisant la notion d'inductance magnétisante  $L_\mu$  dans (17) alors :

$$i_{10} = \frac{\Phi_1 \mathfrak{R}_{fer}}{N_1^2} = \frac{\Phi_1}{L_\mu} \quad (18) \quad \text{avec} \quad L_\mu = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{fer}} \quad (19) :$$

D'après (15) et (16), j'en déduis que quelle que soit la charge du transformateur, le champ magnétique dans le fer est constant, et permet d'entretenir l'excitation de l'enroulement secondaire.

La présence d'un champ magnétique variable dans le fer est à l'origine d'un échauffement du circuit magnétique. En raison de courants induits dans le circuit magnétique (courants de Foucault), mais aussi en raison du phénomène d'hystérésis dont le cycle B(H) (ou  $\varphi(i_{1\mu})$ ) est propre à chaque matériaux (figure 7).

Cette conversion électrothermique peut être matérialisé dans le schéma équivalent par la résistance  $R_\mu$ . Elle est à l'origine de la consommation d'une puissance active à vide, qui caractérise les pertes fer du transformateur, représentant 0,2% de la puissance nominale pour les machines de plus de 10 MVA.

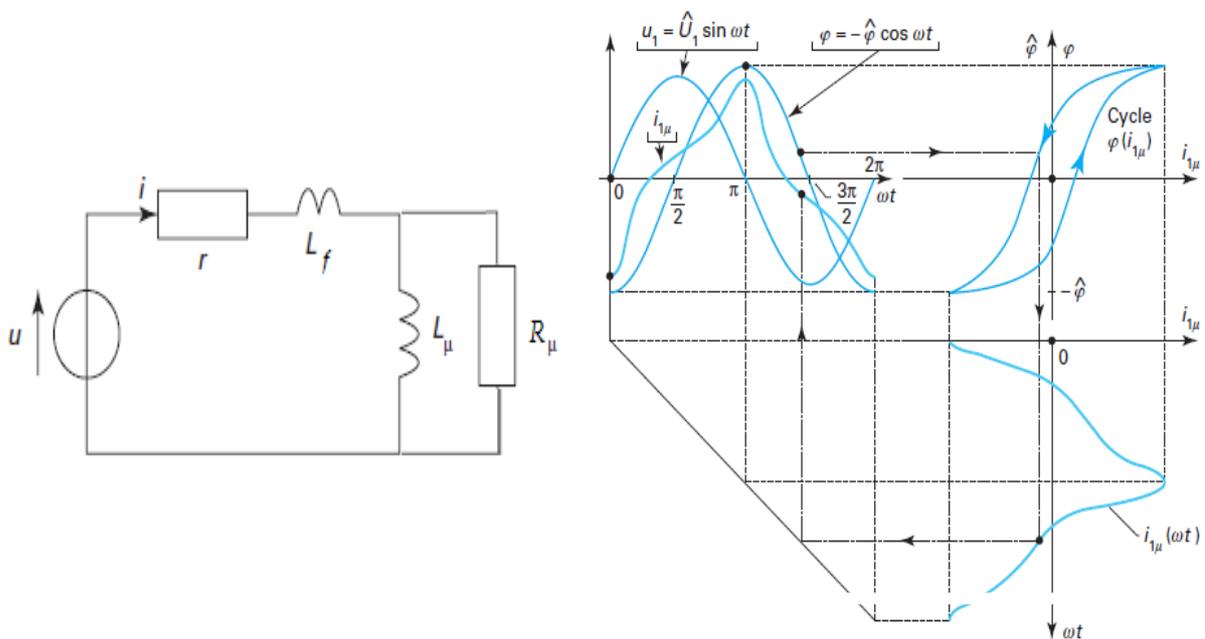
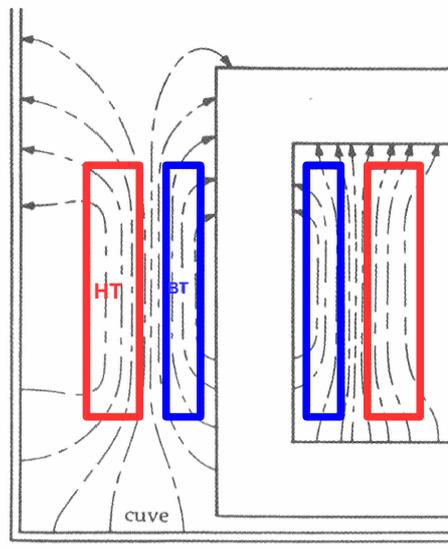


Figure 7: Schéma équivalent et courant magnétisant  
[Source : Cahiers techniques de l'Ingénieur]

La composition des phénomènes propres au circuit magnétique permet d'aboutir au modèle équivalent électrique, identifié par une résistance  $R_\mu$  en parallèle d'une inductance  $L_\mu$ , dont les valeurs sont déterminés à partir d'un essai à vide. Le courant, fortement réactif n'est pas sinusoïdal, en raison de la saturation des tôles utilisés pour construire le circuit magnétique.

Malgré le soin apporté à la réalisation des bobines et du circuit magnétique, il persiste des lignes de champs dont le contour fermé circule à travers l'air, les diélectriques, et la carcasse du transformateur (*figure 8*).



**Figure 8: fuites magnétiques**  
[Source : (SEGUIER et NOTELET, 2006)]

Le théorème d'Ampère permet de quantifier ce flux de fuite via l'inductance de fuite :

$$L_{fuite} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{fuite}} = \frac{\Phi_{fuite}}{i_1} \quad (20).$$

La réluctance  $\mathfrak{R}_{fuite}$  est la composition des réluctances de chaque médium traversé par les lignes de champ de fuite. La perméabilité des différents milieux étant inférieure à celui de l'acier utilisé pour construire le noyau magnétique, d'où  $L_{fuite} \ll L_{fer}$  allant de 0,03 à 0,05p.u. pour les gros équipements ; l'inductance de fuite est représentée dans le schéma équivalent *figure 7* par  $L_f$  en série avec l'ensemble  $R_\mu/L_\mu$  ; et  $r$ , la résistance de l'enroulement.

Les paramètres séries sont déterminés grâce à l'essai en court-circuit dans lequel les enroulements primaires sont alimentés sous tension réduites de l'ordre de 5% de  $Un$  (SEGUIER et NOTELET, 2006)(WILDI, 2000).

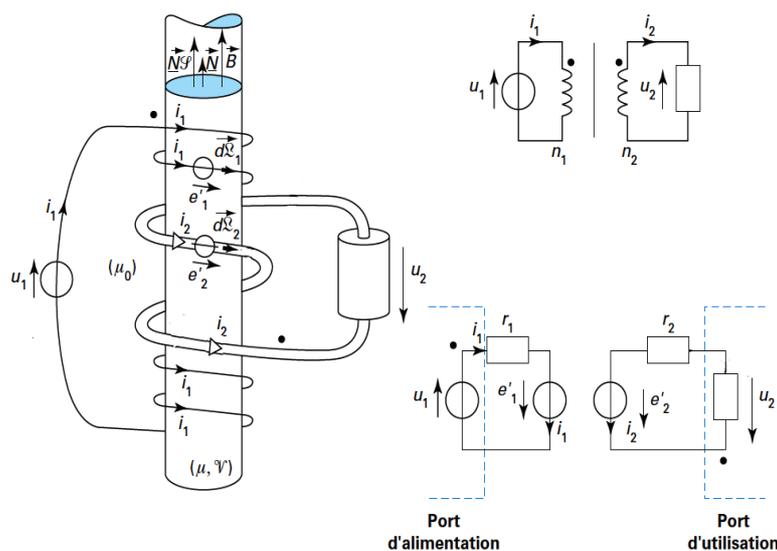
### 3.1.1.3 Schéma équivalent en régime établi

Au paragraphe précédent j'ai exprimé les équations régissant la magnétisation du transformateur, donc son fonctionnement à vide.

Pour leur exploitation, il est nécessaire de posséder un modèle capable de prédéterminer ses points de fonctionnement. Pour tenir compte de la circulation des courants de charge et des phénomènes qui en résultent, le modèle équivalent précédent doit être complété. Dans le cadre du diagnostic, il servira de base de travail, nécessaire à interpréter l'effet des différents dipôles sur l'état de la machine.

#### 3.1.1.3.1 Transfert de puissance par couplage magnétique

Je vais baser mon étude sur la *figure 9*, qui schématise expérimentalement le montage le plus courant des enroulements sur une colonne du circuit magnétique.  $R_{\mu}$  sera négligée.



**Figure 9: Dispositif de conversion d'énergie par couplage magnétique [Source : Cahiers Techniques de l'Ingénieur]**

Le flux total embrassé par l'enroulement secondaire est composé du flux de fuite, et du flux principal d'où  $\varphi_2 = \varphi_f + \varphi$ .

En exprimant la loi de Faraday au secondaire, la maille secondaire devient :

$$u_2 = e'_2 - r_2 i_2 = -N_2 \frac{d\varphi_2}{dt} - r_2 i_2 = -N_2 \frac{d\varphi_f}{dt} - N_2 \frac{d\varphi}{dt} - r_2 i_2$$

or  $\varphi_f = \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_f}$  et  $\varphi = \frac{N_1 i_{10}}{\mathfrak{R}}$  ;

d'où  $u_2 = \frac{-N_2^2}{\mathfrak{R}_f} \frac{di_2}{dt} - \frac{N_2 N_1}{\mathfrak{R}}$  . Comme  $\mathfrak{R} = \frac{N_1^2}{L_\mu}$  alors

$$u_2 = -l_f \frac{di_2}{dt} - \frac{N_2}{N_1} L_\mu \frac{di_{10}}{dt} - r_2 i_2 \text{ avec } \frac{N_2}{N_1} L_\mu \frac{di_{10}}{dt} = e_2 \quad (21).$$

Les équations relatives aux bobines à noyaux de fer permettent de montrer que la tension

aux bornes de  $L_\mu$  se déduit de la loi de Faraday pour arriver à :  $u'_1 = L_\mu \frac{di_{10}}{dt} = -e_1 = \frac{-e_2}{m}$  ;

où  $m = \frac{N_2}{N_1}$  représente le rapport de transformation.

J'en déduis :  $u_2 = m u'_1 - l_f \frac{di_2}{dt} - r_2 i_2 = e_2 - l_f \frac{di_2}{dt} - r_2 i_2 \quad (22).$

Étudions maintenant ce qu'il se passe au niveau des courants. D'après les expressions (16)

et (17), on a :  $i_{10} = i_1 - \frac{N_2}{N_1} i_2 = i_1 - m i_2$  .

Si j'applique la loi des nœuds en « A » (figure 10), j'obtiens :  $i_1 = i_{10} + m i_2 \quad (23)$

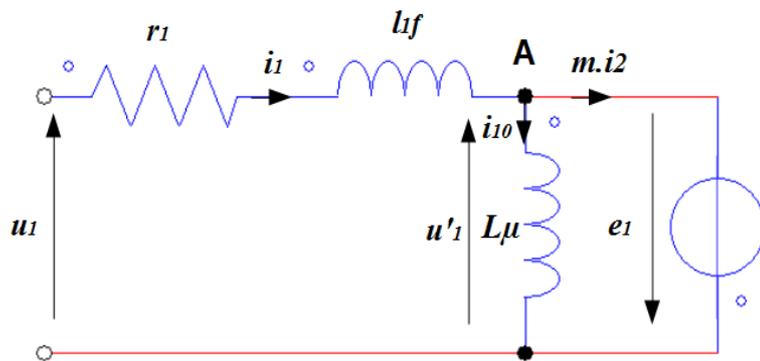


Figure 10: fléchage des tensions primaires

### 3.1.1.3.2 Vers les modèles équivalents

Ainsi en considérant un transformateur parfait « T » tel que :

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{i_1}{i_2} = \frac{e_2}{e_1} = m \quad (24) ;$$

et les éléments définis précédemment, j'obtiens le schéma équivalent du transformateur :

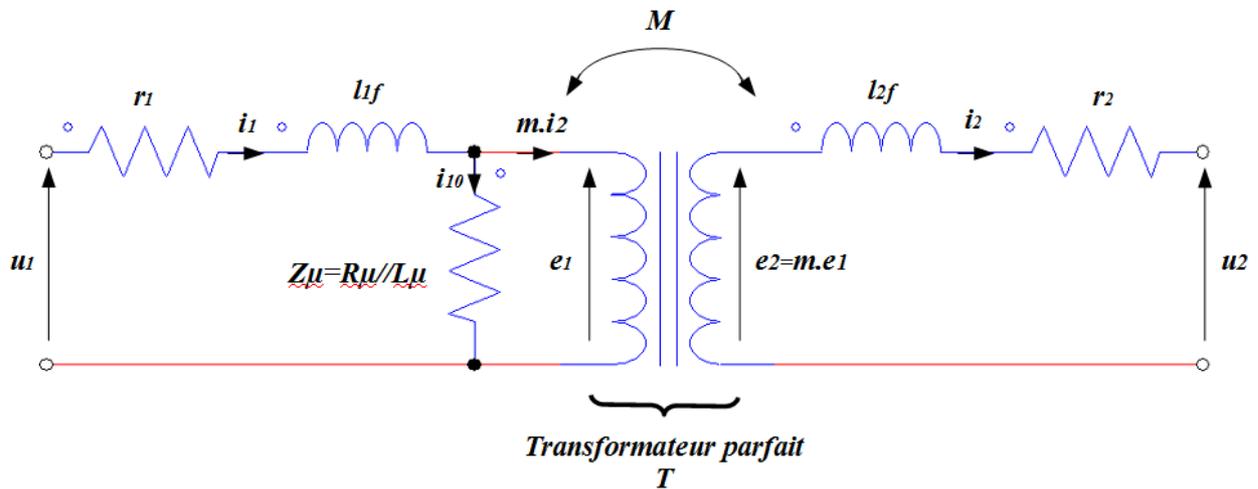


Figure 11: modèle équivalent aux fréquences industrielles

### 3.1.1.3.3 Diversification des modèles

Le schéma équivalent déterminé au paragraphe précédent n'est valable qu'aux fréquences industrielles. Lorsque nous le sollicitons à des fréquences de l'ordre du kHz à plusieurs MHz, il est nécessaire de considérer des paramètres supplémentaires.

En moyenne et haute fréquence, l'ensemble des constituants métalliques nécessite de prendre en compte les effets capacitifs entre chaque élément de potentiels différents. Dans le cas des bobines, leur modélisation en HF inclut une capacité (isolation inter-spire), l'effet inductif avec ses pertes associées ( $L$  et  $R_a$ ), et la résistance du fil  $R_c$  ; tel que la représente la *figure 12*.

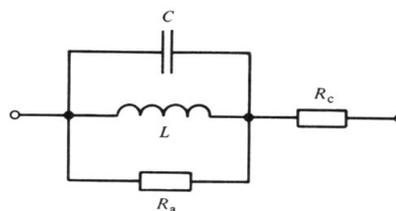


Figure 12: Bobine à noyau de fer en HF

Pour un système électromagnétique aussi complexe qu'un transformateur de puissance, comportant autant de matériaux de natures différents, la distribution de l'ensemble des éléments rend la modélisation fastidieuse à réaliser. Malgré tout nous pouvons adopter un modèle permettant de traduire au mieux le comportement de machine, dans les domaines de fréquence à étudier.

Chimklai et Marti (CHIMKLAY et MARTI, 1995) ont développé des modèles simplifiés qui permettent une assez bonne approximations, des phénomènes existants (figure 13).

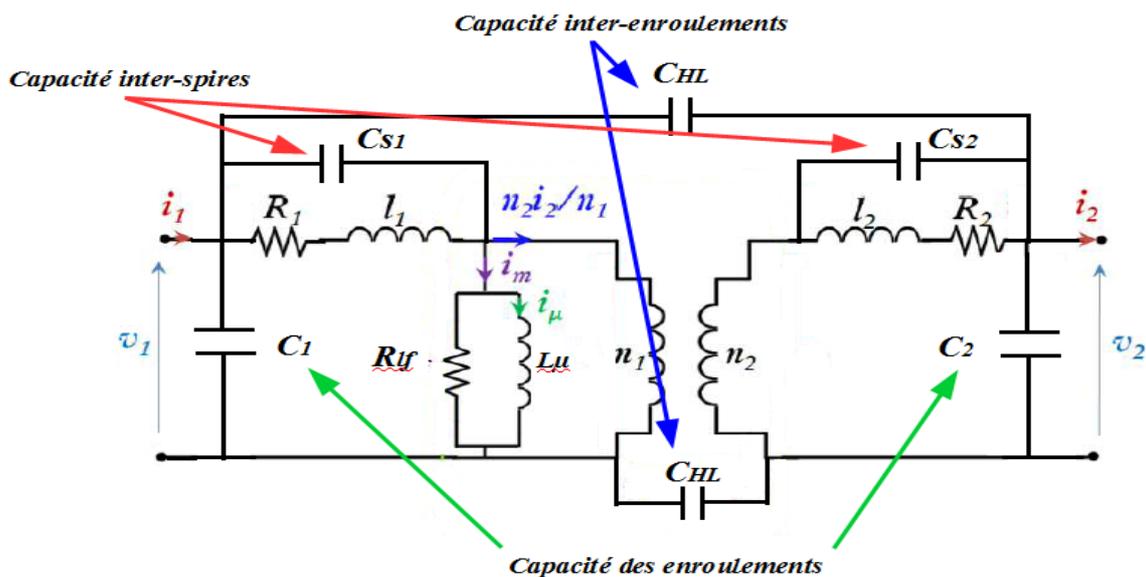


Figure 13: Modèle de base à l'interprétation des principaux phénomènes visible par balayage en fréquence

Mais dans le cadre d'un diagnostic, pour interprétation plus fine, il ne s'avère pas suffisamment explicite ; notamment à l'échelle structurelle des enroulements. Nous avons alors recours à un modèle basé sur une « discrétisation » des enroulements.

Ce dernier montre qu'il prend en compte l'ensemble des influences (figure 14) : l'inductance propre à chaque spire  $L_i$ , l'induction mutuelle inter-spire  $M_{i,i+1}$ , la résistance du conducteur, et d'une capacité entre les spires  $C_i$  et entre la spire et la masse  $C_{gi}$ .

La bobine étant formée d'un fil continu, le modèle se compose d'une chaîne de cellules élémentaires représentant chacune une spire.

Pour ce type de modèle, les phénomènes liés au circuit magnétique sont ignorés. En effet, le flux magnétique dans le circuit magnétique est inversement proportionnel à la fréquence du signal appliqué.  $L_\mu \gg L_i$ ,  $i_\mu$  devient négligeable en HF.

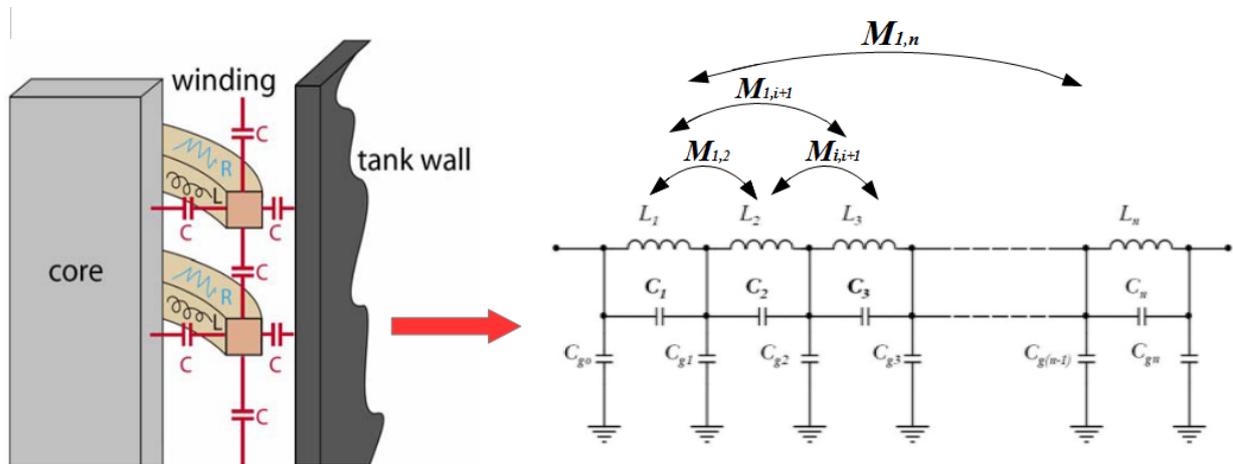


Figure 14: Schéma équivalent discret [Source : Omicron FRAnalyser]

L'altération des divers éléments constitutifs des schémas modifie la fonction de transfert de la réponse en fréquence globale : c'est le principe du diagnostic par balayage fréquentiel. S'applique donc pour la SFRA :

- le modèle *figure 11* entre 20 Hz et 2 kHz ;
- le modèle *figure 13* entre 2 kHz et 20 kHz ;
- le modèle *figure 14* entre 20 kHz et 2 MHz.

Mener des calculs pour établir ce modèle est très complexe. Il requiert un grand nombre d'éléments obtenus à partir de données physiques et géométrique des constituants, propre à chaque fabricant. C'est pourquoi, le balayage en fréquence ne se base pas sur l'étude de la fonction de transfert elle-même, mais sur la comparaison des diagrammes de Bode.

### 3.1.2 Construction et technologie du transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est un système de haute technologie cherchant l'optimisation du transfert d'énergie électrique, contraint par une minimisation des pertes et d'une maximisation de la fiabilité

Les Minimum Efficiency Performance Standards (MEPS) poussent les constructeurs à apporter le plus grand soin à la fabrication de ces machines, car, dans un monde où l'énergie est coûteuse, une perte de 1% sur 100MW équivaut à la consommation de 1000 habitants. Ce faisant, leurs rendement atteignent 99% !

Les domaines de tension et de puissance actuels, relevaient il y a encore peu, de l'utopie. Elles atteignent aujourd'hui plusieurs milliards de volt-ampères sous des tensions atteignant le millions de volts ! En exemple, le transformateur de la ligne de transport à courant continu entre Xiangjiaba-Shanghai en Chine atteint 1100 kV pour 10000 MW (Source ABB).

Les transformateurs de puissance sont installés sur les réseaux de transport et de distribution. Ils permettent l'acheminement de l'électricité sous haute et très haute tension. On en dénombre environ 2 000 000 répartis à travers l'Europe de l'Ouest (BLACKBURN, 2007). Le parc de transformateur diagnostiqué par Apave comprend des machines de puissance comprise entre 500 kVA et 100 MVA pour des tensions comprises entre 5 et 225 kV, installés sur des réseaux publics et privés.

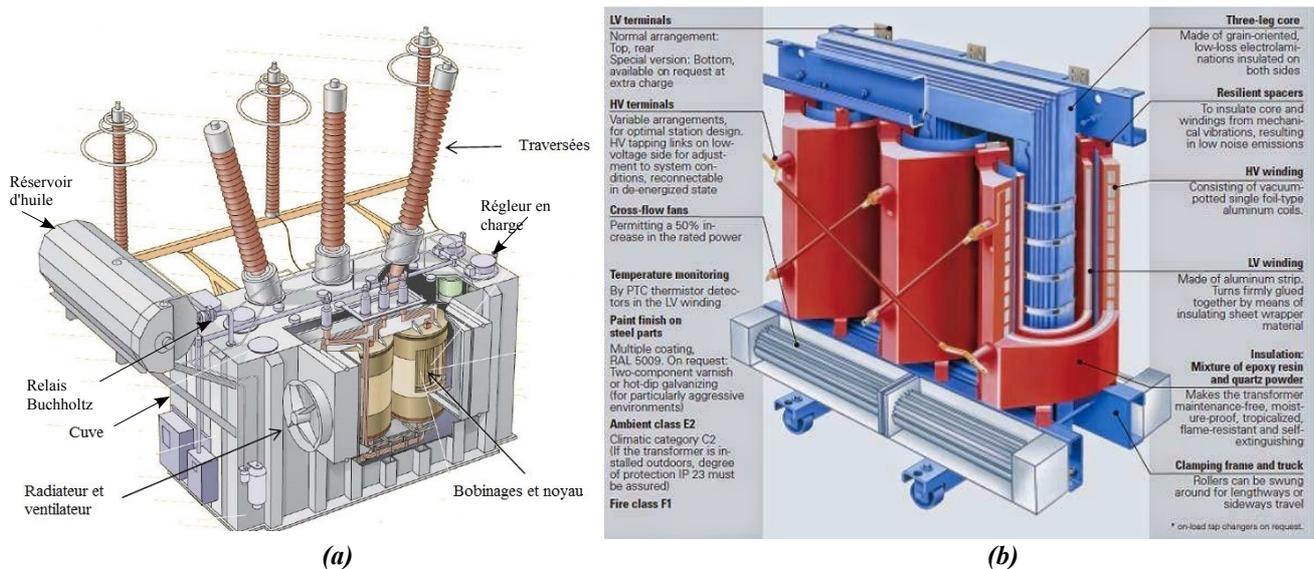
Les transformateurs de puissance se répartissent en 3 grandes familles :

- **le transformateur triphasé** est le plus courant, il comporte généralement un enroulement secondaire par phase, mais dans certain cas, il peut en posséder d'avantage dans le cas d'utilisations spécifiques telles que l'alimentation d'un pont redresseur dodécaphasé ;
- **le transformateur monophasé** utilisé majoritairement dans le domaine de la traction électrique pour l'alimentation des caténares et des convertisseurs à bord des locomotives. Mais également, lorsque des limites de gabarit et de masse s'imposent en matière de transport. Les transformateurs monophasés sont couplés pour alimenter un système triphasé ;

- **l'autotransformateur** a un rapport poids/puissance plus réduit qu'un transformateur standard. Il ne comporte qu'un enroulement par phase. Le changement de tension est réalisé par une « prise » de tension sur l'enroulement, et possède un point de raccordement commun aux deux réseaux. Leur principal inconvénient réside dans l'absence d'isolation galvanique, autorisant la propagation des défauts homopolaires. Ils sont utilisés pour le réglage de la tension sur de grandes amplitudes, ou pour agir sur le transfert de puissance réactive dans les réseaux maillés.

Notre étude se limitera aux transformateurs triphasés à deux enroulements. Il est assez aisé, après avoir appréhender ces principes, d'extrapoler ces techniques vers des machines plus atypiques.

### 3.1.2.1 Généralité

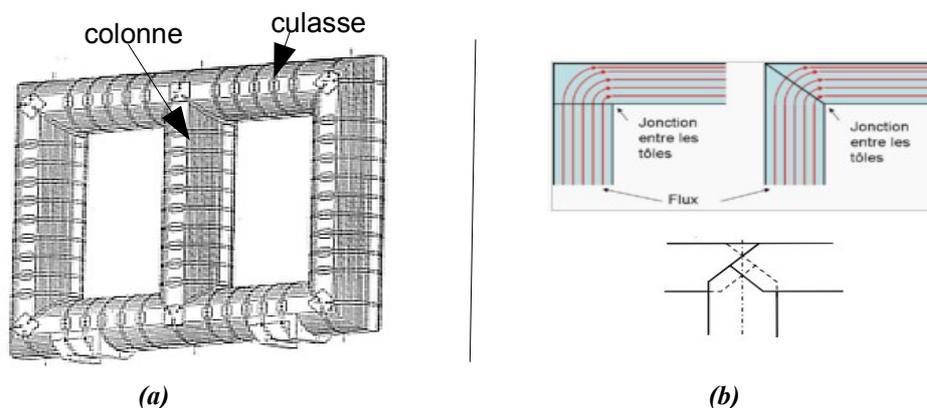


**Figure 15: composition externe d'un transformateur de puissance (a) description des parties actives (b) [source ABB]**

En France, la construction des transformateurs de puissance (figure 15) est régie par la norme NF-EN-60076 (décembre 2012). Elle définit les exigences en matière de conception, d'exploitation, et de sécurité. Elle impose également le protocole d'essai nécessaire à leur certification. Exemple de caractéristiques dimensionnelles pour (a), transformateur 125 kV / 63 kV – 25 MVA à huile : poids 43 000 kg, longueur 5m ; largeur 4,6m ; hauteur 4,3m (Source Schneider).

### 3.1.2.2 Le circuit magnétique

Le circuit magnétique (*figure 16*) est constitué d'un empilage de tôle d'acier au silicium à cristaux orientés de 0,28 à 0,35 mm d'épaisseur. Ce feuilletage de tôles isolées les unes des autres permet de réduire la surface apparente aux lignes de champ qui les traversent. Les courants de Foucault induit dans cette fine section, y sont limités. L'utilisation d'acier traité au silicium réduit les pertes par hystérésis (cycle alors étroit). Ces techniques ont toutes pour objectif de limiter l'échauffement dites pertes fer.



**Figure 16: circuit magnétique en gradin (a)  
assemblage des tôles (b) [sources Tsv]**

L'optimisation du circuit magnétique passe aussi par la réduction du courant magnétisant  $i_0$ . Le plus grand soin est apporté à l'assemblage des tôles de manière à faciliter au mieux la pénétration et la circulation des lignes de champ, qui contribueront à limiter le flux de fuite, et la réluctance équivalente. Pour ce faire, il faut à tout prix minimiser les entrefers. C'est pourquoi, la conception des colonnes et des culasses sont réalisées en gradin, afin d'épouser au mieux la section circulaire des enroulements. Ce montage a également l'avantage d'assurer une meilleure tenue mécanique des bobines grâce à une réduction des mouvements radiaux engendrés par les forces électromagnétiques. Un profilage biseauté des assemblages de tôles permet de canaliser et faciliter la circulation des lignes de champ.

Il existe principalement deux types de circuits magnétiques. Les plus courants sont dits à flux forcés. Les seconds comportent 4 ou 5 colonnes et sont dits cuirassés (utilisation spécifique : four à arc..) ; ils sont moins sensibles aux fonctionnements déséquilibrés en raison du bouclage du flux homopolaire dans la ou les colonnes supplémentaires.

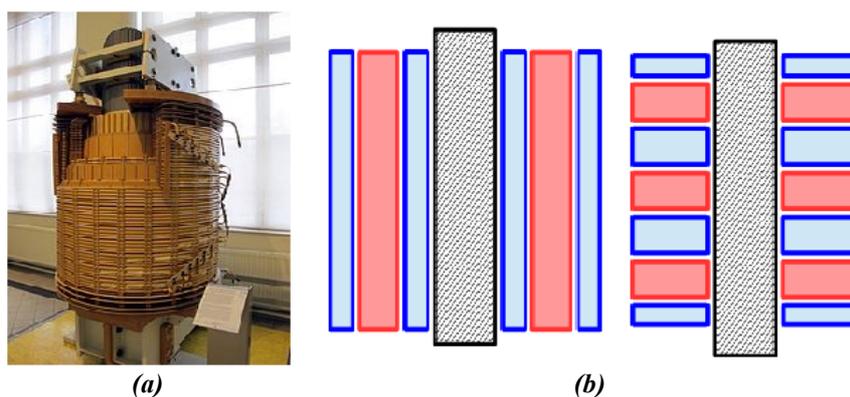
### 3.1.2.3 Les enroulements

Les enroulements sont la plupart du temps réalisés en cuivre. Le profil des conducteurs dépend de la densité du courant les traversants : de section circulaire (jusqu'à 5 mm<sup>2</sup>), sous forme de méplat regroupant plusieurs fils jointifs reliés aux extrémités, et sous forme de barreau de cuivre plein.

Les spires sont enroulées sur toute la hauteur de la colonne, en longues couches concentriques allant successivement d'une extrémité à l'autre. La répartition homogène des spires sur toute la colonne est nécessaire pour éviter la saturation localisée du circuit magnétique ; où la création d'un gradient de potentiel excessif entre spires peut conduire à une rupture diélectrique prématurée.

Compte tenu des sections de conducteur utilisés, l'ensemble des bobines ont une forme cylindrique. Le nombre de spire dépend de la tension appliquée, mais aussi du courant. En effet, pour réduire la section des conducteurs et en faciliter la construction plusieurs enroulements peuvent être mis en parallèle. Une parfaite similitude doit alors être observée de manière à ce que les tensions induites soient parfaitement équilibrées.

Afin d'optimiser l'immersion des bobinages dans le champ magnétique et réduire le flux de fuite, les constructeurs ont recours à plusieurs techniques : les enroulements concentriques simples (*figure 8*), les enroulements concentriques doubles ou alternés (*figure 17b*).



**Figure 17: enroulement d'un transformateur (a)  
disposition des enroulements (b) [source Tsv]**

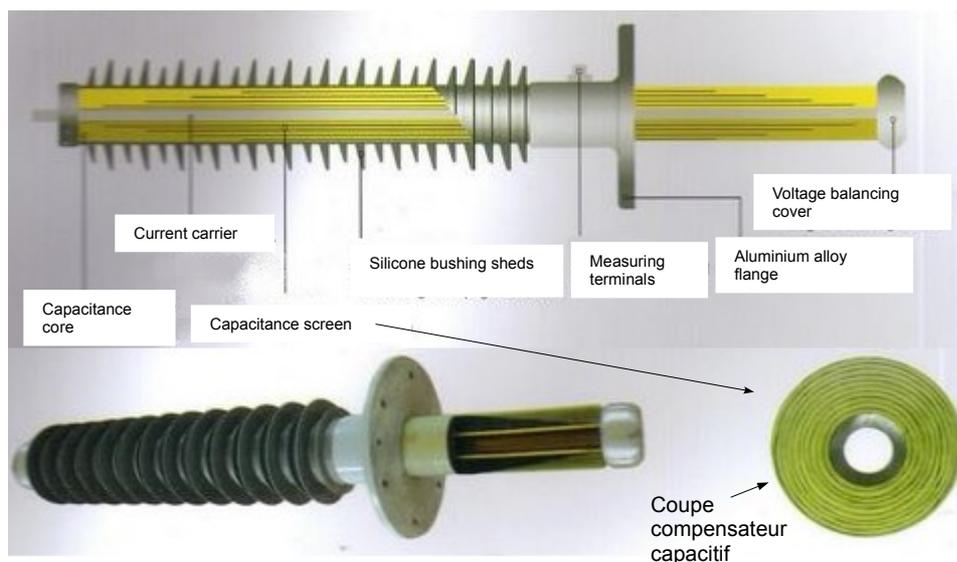
L'isolation entre couches et entre enroulements est assurée grâce à de la bande polyester et du papier imprégné de résine époxy. Il confère à la structure du bobinage une meilleure rigidité diélectrique ainsi qu'une plus grande tenue mécanique face aux efforts électrodynamiques présents.

L'ensemble est imprégné d'un revêtement hydrophobe et séché au four. Ce traitement permet une solidification des bobines et assure la protection contre l'humidité, les poussières et les agressions chimiques. En outre, il contribue aussi à une meilleure distribution de la chaleur, et son évacuation à travers le médium de réfrigération.

### 3.1.2.4 La connectique

La connexion aux réseaux électriques des parties actives du transformateur, est réalisée par les traversées (bushings) *figure 18*.

Leur construction est normalisée par la norme (NF EN 60137, 2008).



A titre d'exemple dimensionnelle une traversée 800 kV isolant en papier imprégné d'huile, longueur hors-tout 10m, poids 3673 kg.

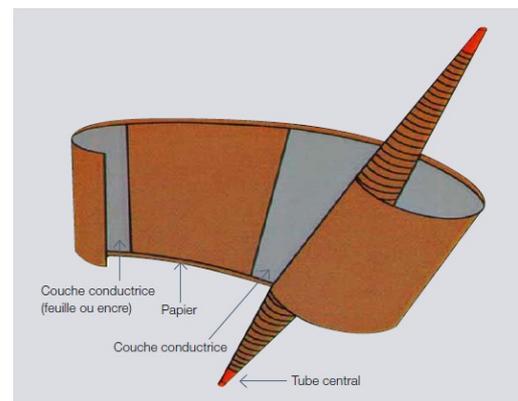
Seuls liens avec l'environnement extérieur, ces éléments sont soumis à d'importantes contraintes.

- **Mécaniques** : leur enveloppe en céramique ou polymère doit résister aux efforts de traction issus des câbles de la ligne ;

- **Thermiques** : en raison des courants élevés circulant dans l'âme centrale et des difficultés d'élimination de la chaleur à travers le corps isolant. Une instabilité thermique peut rapidement dégrader la qualité diélectrique des matériaux isolants.
- **Électriques** : la tension phase-terre, est à l'origine d'un intense champ électrique radial, établi tout le long du conducteur central, et l'embase de fixation. La longueur de l'isolateur et son profil crénelé, permet d'accroître l'éloignement du conducteur d'alimentation en limitant le champ électrique longitudinale, dans le but d'éviter tout amorçage par l'extérieur en cas de surtension (foudre par ex.).

A l'intérieur, la maîtrise du champ radial est obtenu par la mise en place d'un diviseur de tension capacitif réalisé à partir d'un condensateur multi-couche en papier imprégné, enroulé autour de l'âme centrale (*figure 19*). Cette disposition permet une répartition uniforme du champ radial interne sur toute la longueur de l'isolateur.

Ce condensateur est à l'origine de la circulation d'un courant capacitif phase-terre pouvant devenir destructif suite à un emballement thermique au sein de l'isolateur (JONSSON et JOHANSSON, 2009).



**Figure 19: Vue schématisée du condensateur [source ABB]**

### 3.1.2.5 Les diélectriques

Le diélectrique constitue l'élément physique dans lequel les parties actives du transformateur sont immergées. Ce milieu a la fonction d'isolant et de fluide caloporteur. On distingue deux catégories de transformateurs : les transformateurs secs, et les transformateurs immergés.

Le choix s'effectue sur des critères de puissance, mais également sur des critères liés à la sécurité des personnes, à l'incendie et à l'environnement. (NF C 13-200, 2009).

Ainsi, les transformateurs secs, dont les puissances typiques vont jusqu'à 2500kVA, sont principalement destinés aux postes de transformation intérieur, dont l'environnement et le risque incendie ne tolère pas la présence de liquides inflammables et polluants (cas par exemple des immeubles de grandes hauteurs).

Ils offrent l'avantage d'une simplification de l'infrastructure du bâtiment (C 12-061, 1994).

L'air sert de réfrigérant et circule à travers les parties actives. On parle d'un système de refroidissement Air-Air (AA) par convection naturelle ; ou Air-Forcé (AF) la convection est forcée à l'aide de ventilateurs d'extraction.

L'air étant un mauvais fluide caloporteur, ces transformateurs sont surdimensionnés par rapport à leur puissance assignée. De manière à limiter les pertes Joules, leur rapport volume/puissance est supérieur aux transformateurs immergés, ce qui réduit leur gamme à quelques MVA.

Leur durée de vie est intimement liée à la qualité de l'air. En effet, l'hygrométrie, la présence de produits corrosifs, la poussière, va altérer progressivement l'isolement général de la machine, surtout au niveau de la connectique. L'exploitation de telle machine nécessite donc un nettoyage soigné et régulier (NF EN 60076-11,2004).

Les transformateurs immergés sont préférés lorsque l'on sort des critères de sécurités imposés : ils sont moins encombrants, nécessite moins d'entretien, et sont disponibles sur des gammes allant d'une centaine de KVA à plusieurs GVA !

Les parties actives baignent dans de l'huile minérale hautement raffinée, ou végétale (*biodégradable à 99% en 43 jours, type Végéta Schneider*), et y circule par convection naturelle. L'huile se réchauffe au contact des enroulements et du circuit magnétique, et se refroidit à travers les ailettes situées sur la cuve servant d'échangeur thermique (type ONAN). Pour les machines de plusieurs MVA, la dissipation thermique est accélérée grâce à des ventilateurs disposés autour de la cuve (type ONAF).

L'huile possède de très bonnes propriétés diélectriques, thermiques, et limite toute oxydation et pollution des parties actives. Néanmoins, ces effets thermo-chimiques provoquent la lente dégradation de l'appareil.

En permanence en contact avec les enroulements et le circuit magnétique, une analyse de sa composition permet de vérifier ses propriétés d'une part, mais également de détecter la présence : de particules issues des isolants cellulosiques, de gaz dissous, ou encore d'éléments carbonés

révélateurs de défaillances (voir § 2.2.3.2) (NF EN 60076-2, 2011).

Ainsi, l'état général de santé des machines immergées s'obtient par une « prise d'huile ». Cette analyse simple à effectuer leur donne un avantage stratégique majeur, inexistant pour les transformateurs sec, qui nécessite de faite, la mise en place d'autres moyens de suivi.

### **3.1.2.6 L'enveloppe métallique et le dispositif de protection**

Les transformateurs secs sont protégés par éloignement grâce à une enveloppe en tôle d'acier, mettant les parties sous tension hors de portée. Elle est perforée d'ouïes de ventilation permettant une circulation d'air à travers la machine, parfois complété d'un système de ventilation pour en augmenter le débit. Leur protection se limite à 3 sondes de température de type PT100 placées dans les parties actives, et agissant à travers un convertisseur température-tension à 2 seuils de détection. Un premier seuil d'alarme, un second suivi d'une action d'ouverture du disjoncteur primaire.

Les transformateurs immergés, sont logés à l'intérieur d'une cuve d'acier mécano-soudée étanche, capable d'accueillir la charge d'huile.

Les ailettes de réfrigération sont moulées dans la cuve. De structure souple, elle se déforme en fonction de la température de l'ensemble. Cette élasticité est particulièrement nécessaire pour les transformateurs dit ERT (Étanche à Remplissage Total), dont la gamme de puissance s'étend jusqu'à 10MVA.

Leur cuve étanche étant sous-vide, l'élasticité des ailettes permet de supprimer les efforts de dilatation sur l'ensemble de la structure. Sur le couvercle de ces transformateurs sont disposés les traversées, mais également les capteurs assurant la protection de machine, tel que le DGPT2, Détection Gaz Pression et Température double seuil (*figure 20 (a)*).

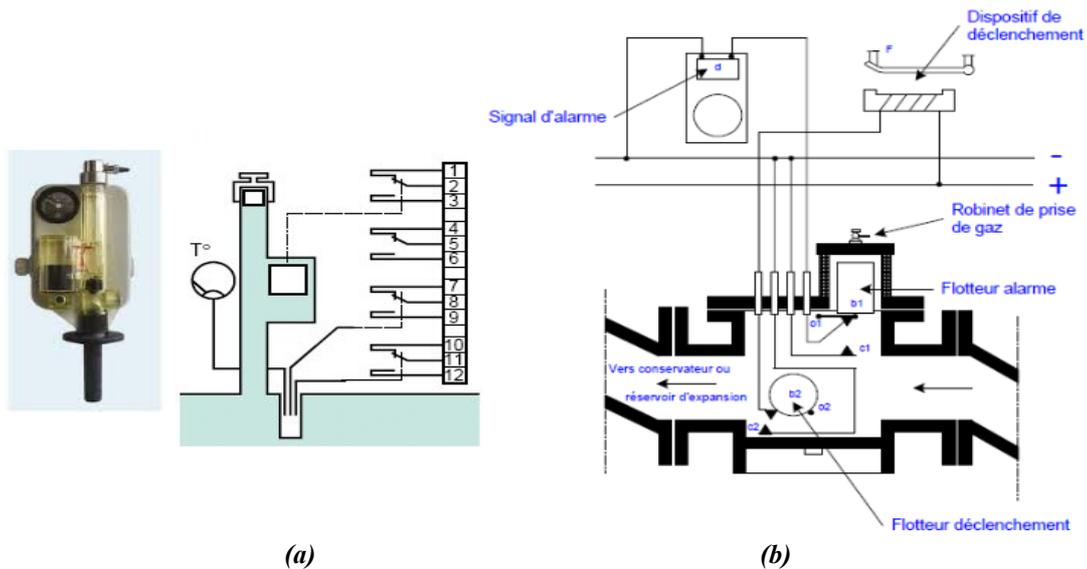


Figure 20: DGPT2 (a) - Relais Buchholz (b)

Sur les transformateurs de forte puissance ( $>10\text{MVA}$ ), la dilatation de l'huile se compense par un vase d'expansion situé au-dessus du couvercle, servant également de réservoir de charge (maintien sous pression gravitaire). Entre les deux, se place le relais Buchholz (figure 20 (b)). Il assure la protection contre les fuites d'huile, et décèle la présence de gaz issu d'une surchauffe ou d'un amorçage grâce à un jeu de flotteurs qui détectent un remplacement de l'huile par un gaz. Il déclenche une alarme, voire le transformateur.

### 3.1.2.7 Le système de réglage de tension

Les transformateurs sont construits selon des normes, qui leur confèrent des grandeurs caractéristiques assignées. Leur point de fonctionnement dépend des tensions au points de connexion primaire, et des fluctuations de charge au secondaire. De manière à distribuer une tension s'inscrivant dans les tolérances de  $\pm 10\%$  de la tension nominale, les transformateurs sont équipés de systèmes permettant le réglage de la tension (NF EN 50160, 2011). Il existe pour cela, deux principes .

Le premier consiste à utiliser des prises de réglage fixes, principalement destinés aux réseaux dont la charge est stable, et n'évoluant guère dans le temps. À l'installation, le rapport de transformation est optimisé en insérant ou supprimant un certain nombre de spires sur les

enroulements HT en positionnant le sélecteur fixe sur les bornes adéquates, de sorte que la tension secondaire reste dans l'écart admissible sur tout un cycle de fonctionnement.

Le régleur en charge (également connu sous l'appellation de changeur de prise), permet d'ajuster la tension secondaire en fonctionnement par le biais d'un système automatique, qui optimise continuellement le rapport de transformation. Il agit sur le nombre de spires de l'enroulement HT suivant les variations de charge, à l'aide de contacts de sélection et d'un commutateur de passage (*figure 21 (a)*). Il permet également la gestion du transfert de puissance réactive d'une ligne de transport dans le cadre d'un réseau maillé, puisqu'elle dépend de la tension à chacune de son extrémité.

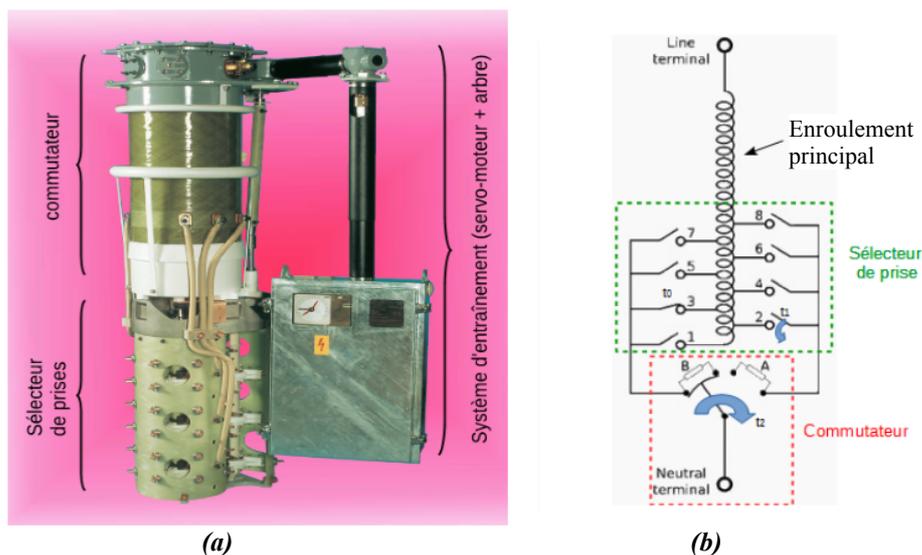


Figure 21: Régleur en charge (a) - Système de commutation (b) [source ABB]

Le commutateur est logé dans une enveloppe étanche sous vide pour éviter toute contamination de l'huile du transformateur. Les prises du sélecteur sont raccordées en bas de colonne ; le commutateur est raccordé soit au point neutre, soit à l'un des sommets du triangle selon le couplage.

Une évolution de la tension passe par le passage successif d'une prise à l'autre par une action des contacts de sélection (*figure 21 (b) passage de l'état initial à  $t_1$* ). Puis, le commutateur réalise le basculement en charge (*figure 21 (b) passage de  $t_1$  à  $t_2$* ). La commutation réalise un court-circuit momentanée entre deux prises. Elle est adoucie par le passage progressif par les résistances B, B en parallèle avec A, puis A. Malgré tout, à cause de l'effet inductif, la bascule s'achève par un léger amorçage qui altérera progressivement l'huile et les organes de commutation.

Fortement sollicité, ce dispositif contraint à une attention particulière, qui est à l'origine de 51% des avaries majeurs des transformateurs de puissances. Face à la vulnérabilité de ce système, et aux pressions économiques relatives à la minimisation de la maintenance en raison de son coût et des impératifs d'exploitation, des méthodes de diagnostic non intrusive ont été mis au point. On retrouve parmi elle une méthode d'écoute acoustique basée sur la comparaison de signature lors des changements de position (transformateur en exploitation), ou la mesure de résistance dynamique DRM (machine à l'arrêt) par injection d'un signal de mesure .

### **3.1.2.8 De « l'anatomie » au diagnostic...**

Pour chaque organe composant le transformateur, il existe plusieurs méthodes de diagnostic. Certaines permettent l'évaluation de plusieurs éléments, compte tenu de leur imbrication dans le système. Le tableau en annexe A répertorie l'ensemble des méthodes, aussi bien périodiques que ponctuelles. Chacune s'inscrit logiquement dans une stratégie de maintenance, qu'elle soit préventive, curative ou lors d'une suspicion d'avarie. Ces dernières sont ou seront en mesure d'être effectuées par l'Apave.

Je propose à travers ce tableau, les références des appareils de mesure qui m'ont été présentés par les constructeurs lors de mes démarches de prospections dans le cadre de notre programme d'investissement.

La réalisation d'un test unique ne permet pas toujours d'aboutir à un diagnostic précis. A charge de l'expert de corréler le résultat de plusieurs essais complémentaires pour localiser l'élément défaillant.

## **3.2 État de l'art du diagnostic d'état**

Un diagnostic se définit comme : *« l'identification de la nature d'une situation, d'un mal, d'une difficulté, etc..., par l'interprétation de signes extérieurs. Il nécessite pour cela un ensemble de mesures, de contrôles faits pour déterminer ou vérifier les caractéristiques techniques d'un système à des fins de maintenance ou d'amélioration » (Larousse).*

C'est une tâche hautement cognitive nécessitant une grande expertise du système considéré.

Étayé par une bonne connaissance technologique du transformateur, je vais présenter au travers du paragraphe suivant, les méthodes de diagnostic existantes, pour lesquelles j'illustrerai mes propos par mon retour d'expérience, les normes, et des simulations menées sur « PowerSimulation ».

Ces références me permettront de justifier et d'expliquer l'évolution des phénomènes « pathologiques » liés aux modes de défaillance de la machine.

### **3.2.1 Le diagnostic, une partie intégrante de la stratégie de maintenance**

Le transformateur est un élément-clé du réseau de transport et de distribution d'électricité. De conception fiable, il est parfois trop négligé par les utilisateurs au détriment d'installations moins sûres et à priori plus sensible. Pourtant, sa défaillance se traduit la plupart du temps par des pertes financières importantes voire humaines, conséquence d'une défaillance de production, ou de destruction d'une partie de l'infrastructure de l'entreprise. La prise de conscience de sa criticité fait qu'il entre aujourd'hui de plus en plus dans le cadre d'une stratégie liée à la maîtrise des risques appliquée à la maintenance industrielle.

Le contexte économique actuel contraint un certain nombre de secteurs de l'entreprise au contrôle des dépenses. C'est notamment le cas de la maintenance, pour laquelle la planification des arrêts de production liée à l'Entretien Préventif Périodique Programmé (E3P) de tous les éléments de la chaîne ne trouve plus sa place. En terme de coût (indisponibilité des processus et remplacement systématique), ni en terme de souplesse, dans un monde piloté par le « juste-à-temps ».

L'idée consiste à mettre en place une politique de maintenance raisonnée, dont l'objectif est l'optimisation des coûts face au risque de défaillance (figure 22).

Il existe pour ce faire, des méthodes telles que l'Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF) adoptée par EDF. Elle se base sur l'application de modèles élaborés à partir d'analyses statistiques et probabilistes issues des techniques de sûreté de fonctionnement et de fiabilité des équipements.

Elle ne vise à effectuer que les opérations de maintenances, dont la criticité des pannes préalablement identifiées s'opposent aux contraintes économiques et opérationnelles de l'utilisateur.

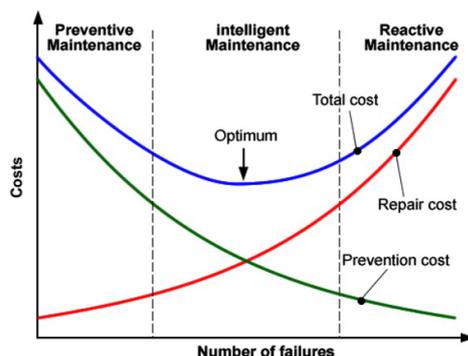


Figure 22: Optimisation de la maintenance selon le ratio coût/taux de défaillance [source www.mdpi.com].

L'approche s'appuie tout d'abord sur une analyse fonctionnelle macroscopique prenant en compte : la topologie du réseau, ses différentes configurations possibles, et ses moyens de replis. Elle est suivie d'une étude à l'échelle se référant à chaque élément qui le compose.

En découle une étude d'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets, et de leur Criticité (AMDEC) prenant en compte l'effet des défaillances et la recherche de la cause pour chaque éléments du système. L'évaluation de la criticité ( $fréquence\ des\ pannes \times gravité$ ) se base sur des statistiques constructeurs (figure 23), et sur l'impact de son dysfonctionnement sur l'installation. Elle sera comparée à un seuil préalablement défini, en fonction de l'importance stratégique de l'installation concernée. Il en résulte une priorisation des éléments sensibles.

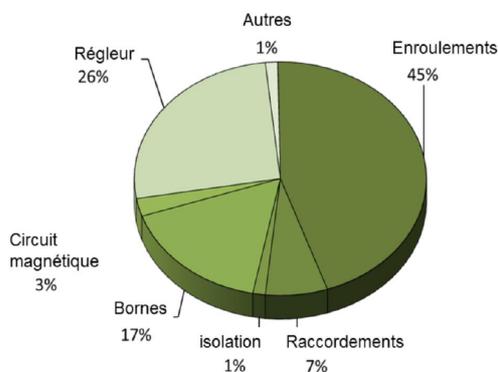


Figure 23: Taux de défaillance des différents constituants [source N° 261 - ELECTRA avril 2012]

Pour chaque mode de panne dont l'origine a été précédemment identifiée, y sera assigné une tâche de maintenance et une périodicité. L'ensemble des tâches définira le plan de maintenance et contribuera à évaluer son budget alloué.

Bien qu'axée sur les points stratégiques d'une installation, cette politique ne reste pas moins systématique à période fixe. C'est pourquoi, actuellement, certaines entreprises s'orientent vers une politique de maintenance préventive séquentielle. Le concept consiste à ne pas réaliser les maintenances à âge fixe, mais à rapprocher les intervalles de maintenance à mesure que le matériel vieillit. Le coût s'en trouve encore optimisé, et confère à ce type de maintenance une approche plus rationnelle, puisque la fréquence de panne augmente naturellement en fin de vie du matériel. C'est là, que le diagnostic d'état trouve toute sa pertinence. En effet, il permet à partir d'intervention non intrusive parfois réalisée en fonctionnement ou lors de brèves coupures, soit de conforter le programme de maintenance, soit d'alerter l'exploitant sur le besoin d'adapter sa politique à la vue des signaux précurseurs d'avaries (GUESSOUM, 2012).

### **3.2.2 Présentation du processus de diagnostic**

La *figure 24*, schématise le principe général d'un processus de diagnostic.

L'objectif du diagnostic est d'apporter les arguments nécessaires au client (exploitant), de manière à consolider son avis sur l'état du transformateur. Ils lui permettront, d'adopter en toute connaissance de cause, la décision techno-économique la plus pertinente quant à la poursuite de l'exploitation de la machine.

Le diagnostic n'intervient pas uniquement en cas de suspicion d'avarie, mais également dans le cas d'une volonté d'évaluer l'état général de la machine.

Le processus de diagnostic consiste à déterminer une cause d'avarie à partir de données d'entrée (symptômes, mesures, divers paramètres...), comparées à des critères de tolérance. Ces derniers peuvent être empiriques (alimentation d'une base de donnée, retours d'expérience, historiques...), ou fixés par des référentiels (la norme NF EN 60076 pour les transformateurs).

L'expert a une vision globale de l'ensemble du processus. Par ses compétences, il synthétise l'ensemble des données issues du programme d'essai préalablement défini en fonction des besoins du client. Puis valide leur cohérence face à la problématique initiale. Fort de ces éléments, il formule un avis, et porte conseil à l'exploitant quant aux risques éventuels d'une remise sous tension. En fonction des résultats, il peut proposer des solutions d'investigations complémentaires, afin d'affiner le diagnostic final (SANCHEZ, 2011).

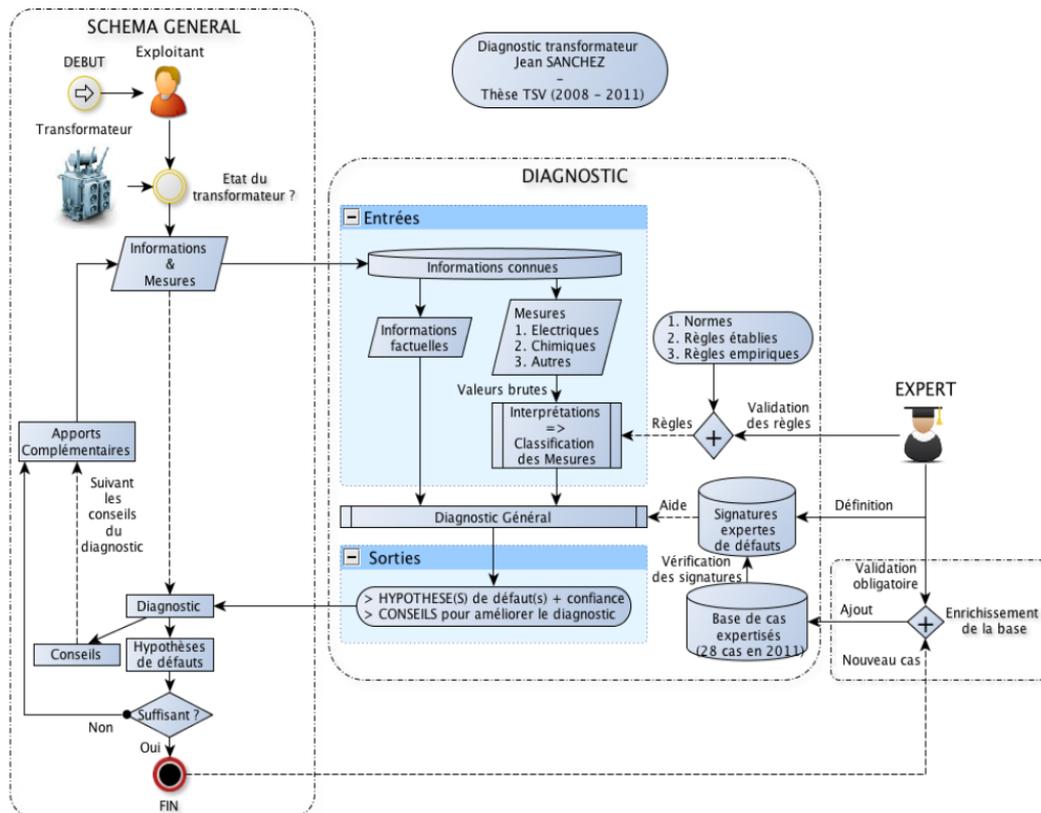


Figure 24: Principe général du processus de diagnostic [source (SANCHEZ, 2011)]

La figure 25 présente, une stratégie d'emploi des techniques de diagnostic. Elle se réfère au tableau annexe 1.

L'aboutissement à un diagnostic fiable passe par différentes phases. Cette pratique montre une chronologie dans la complexité de l'outil utilisé à mesure que la difficulté de la recherche de l'élément défaillant s'accroît. L'emploi de méthodes de plus en plus lourdes se traduit inévitablement en terme de coût et d'indisponibilité.

L'intérêt des méthodes non intrusives est d'obtenir des résultats fiables en réduisant le temps d'intervention d'une part, mais également en réduisant les moyens matériels et humain. Car si l'inspection interne permet de découvrir l'origine de la défaillance, l'utilisation de méthodes alternatives est plus délicate. En effet, c'est l'interprétation de signes extérieurs qui permettent une projection à l'intérieur à la machine ; encore faut-il considérer les bons paramètres !

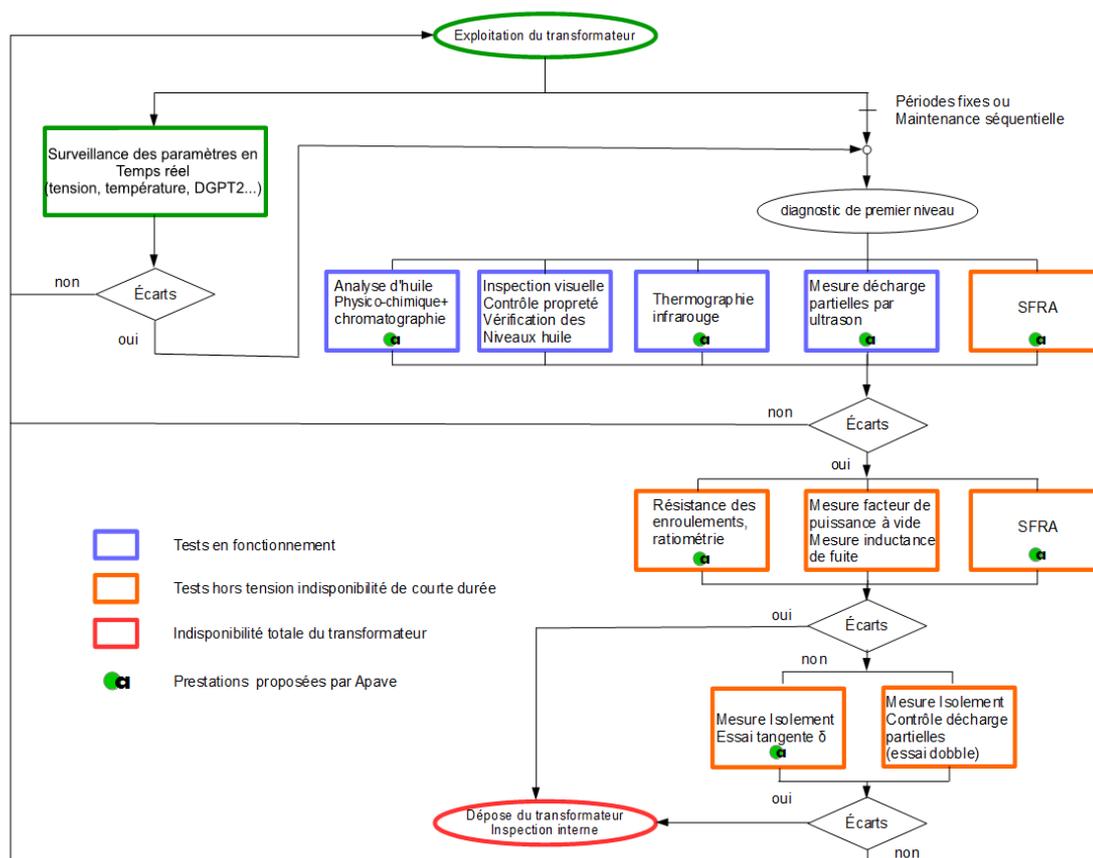


Figure 25: Méthodologie d'emploi des techniques de diagnostic

Ces techniques d'investigation nécessitent de tout évidence une compétence experte, compte tenu des responsabilités et des enjeux de l'opération. Effectivement, décider du « go/no go » d'une installation douteuse peut conduire à des conséquences allant bien au-delà de l'investissement nécessaire à l'ouverture d'un transformateur. C'est pourquoi, afin d'assurer le suivi complet de processus, Apave propose une offre de prestation à tous les niveaux de compétences.

### 3.2.3 Les modes de défaillance

Un transformateur est dimensionné pour résister à ses contraintes de fonctionnement nominales dans le temps. Des écarts liés à des perturbations (souvent violentes et brèves) vont engendrer le stress des différents composants fonctionnels, entamant son potentiel de vie (figure 26). La répétition de ces événements engendrera par phénomène d'avalanche une destruction d'autant plus rapide. Ces contraintes peuvent être caractérisées par le :

$$\text{taux de fatigue} = \Sigma (\text{écart} \times \text{temps de perturbation}) + \text{vieillessement naturel}. \quad (25)$$

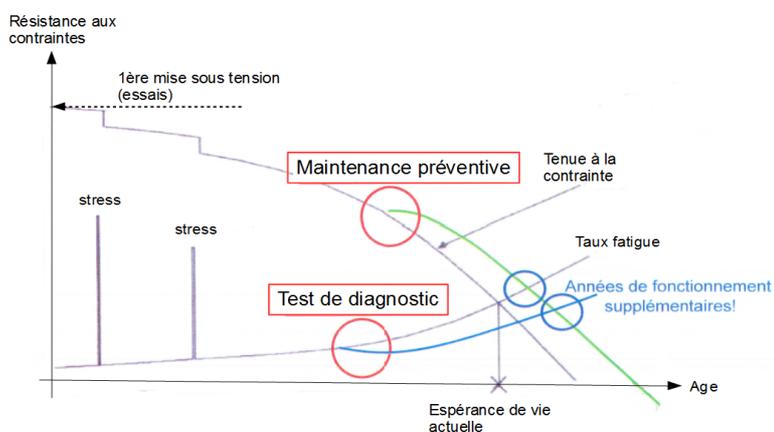


Figure 26: Durée de vie d'un transformateur [source : Megger]

L'intérêt du diagnostic préventif est de détecter une dérive de l'état normal suffisamment tôt, mais surtout d'en déterminer la cause : c'est l'étude des modes de défaillance qu'on retrouve dans le cadre de l'analyse AMDEC d'un processus (cf § 2.2.1).

D'un point de vue terminologique d'après (RIDOUX, 1999) :

- **Un mode de défaillance** est la manière par laquelle un dispositif peut venir à être défaillant, c'est-à-dire à ne plus remplir sa fonction. Le mode de défaillance est toujours relatif à la fonction du dispositif. Il s'exprime toujours en termes physiques.
- **Une cause de défaillance** est l'événement initial pouvant conduire à l'avarie d'un dispositif par l'intermédiaire de son mode de défaillance. Plusieurs causes peuvent être associées à un même mode de défaillance. Une même cause peut provoquer plusieurs modes de défaillance. **Exemple** : court-circuit, transport, foudre... ;

- **Un effet de la défaillance** est une conséquence subie par l'utilisateur. Il est associé au couple (mode-cause de défaillance), et traduit la perception finale de la défaillance par l'utilisateur.

L'étude des modes de défaillance consiste à déterminer les effets physiques des sollicitations extérieures exceptionnelles, sur les éléments constitutifs de la machine (cf 2.1.2).

J'en dénombre cinq : diélectrique, thermique, mécanique, chimique, et influences extérieures.

### 3.2.3.1 Le mode de défaillance diélectrique

Il est dû à une brutale variation de la tension et de champ électrique interne. Les causes d'avaries les plus courantes sont les impacts de foudre sur le réseau de transport et de distribution ( $\Delta u \approx 1500kV$  en  $1,2 \mu s$ ), et les chocs liés aux manœuvres (fluctuations de tensions suite à des reconfigurations de lignes ou à la mise sous tension ou hors tension en raison de son caractère fortement inductif). Elles se traduisent sous leur forme la plus violente par un claquage du diélectrique provoquant un amorçage entre enroulement, ou à la terre à travers l'enveloppe métallique. A plus petite échelle, l'augmentation localisée du champ électrique au niveau d'une faiblesse au sein des isolants, va engendrer une micro décharge de quelques picocoulomb appelée **Décharge Partielle (DP)**. La répétitivité de ces amorçages va modifier les propriétés chimiques de l'isolant et la création de carbone et d'autres composés chimiques, qui conduiront inéluctablement dans le temps, à l'apparition d'une arborescence et d'un court-circuit.

Les fortes températures, les effets des rayonnements dus à l'arc, et les efforts mécaniques engendrées par un amorçage conduit la plupart du temps au remplacement du transformateur.

Outre les origines externes, l'altération du diélectrique peut également résulter d'une défaillance dans le processus de fabrication. Elle se matérialise par la présence de décharges partielles au niveau de connexions mal réalisées, d'une mauvaise qualité de l'isolation, des prises de réglage mal ajustées, par la présence d'air et d'humidité dans la résine d'imprégnation, ou une mauvaise qualité d'huile...

Enfin, le temps provoque une fatigue généralisée des isolants par modification chimique des matériaux. Elle se traduit par une augmentation des courants de fuite (donc du FDD).

Dans le cas des transformateurs immergés ces effets temporels se traduisent par une modification

des propriétés physico-chimiques de l'huile, d'eau, et la présence de la cellulose en suspension (dites composés furanés), issu des papiers imprégnés.

### 3.2.3.2 Le mode de défaillance thermique

Ce mode de défaillance est dû à une élévation anormale de la température d'un élément du transformateur. Ces perturbations thermiques ont pour origines : un manque de réfrigération, ou une augmentation de l'effet Joule.

Les limites d'échauffements admissibles en régime nominale sont spécifiés dans les normes NF EN 60076-2 pour les transformateurs immergés, et NF EN 60076-11 (*article 11*) pour les transformateurs secs.

La première cause d'échauffements excessifs est la mauvaise évacuation de la chaleur par manque d'échange thermique entre le transformateur et le fluide caloporteur due à une température ambiante excessive, un encrassement des ailettes de réfrigération, un manque de débit du réfrigérant...

La deuxième est d'origine électrique, et est liée à la résistance des conducteurs. La circulation d'un courant est source d'un dégagement de chaleur (l'effet Joule), tel que :

$$dw = Ri^2dt \quad (26)$$

L'exploitation saine d'une machine est basée sur la stabilité thermique entre la source de chaleur et le médium capable de l'évacuer au milieu extérieur par conduction, afin que l'équilibre soit conservé.

La limite est fixée par **la contrainte thermique** exprimée en A<sup>2</sup>s. Elle dépend de la nature et de la section du conducteur, du courant maximale admissible, de la classe d'isolement, du fluide réfrigérant, de la géométrie du bobinage, de l'intégration de l'enroulement vis à vis des influences extérieures. Tout dépassement de la contrainte thermique conduit à une altération plus ou moins rapide de la machine.

En effet, l'énergie thermique dissipée se détermine par la relation :

$$W_{thtotale} = R. \int_{t0}^{t1} i^2 dt + W_0 \leq W_{thermique\ max\ tolérée} \quad (27)$$

Cette formule montre qu'une surintensité durable est destructrice pour le transformateur. Elle peut se matérialiser sous une forme extrêmement violente mais brève capable d'engendrer la fusion des conducteurs en un point de faiblesse (cas du court-circuit) ; ou sous forme d'une augmentation de température lente bien au-dessus de la limite de classe d'isolement conduisant à une dégradation rapide de l'isolant (cas de la surcharge). Ces phénomènes peuvent avoir une origine interne suite à un défaut, ou externe suite à une avarie sur le réseau primaire ou secondaire.

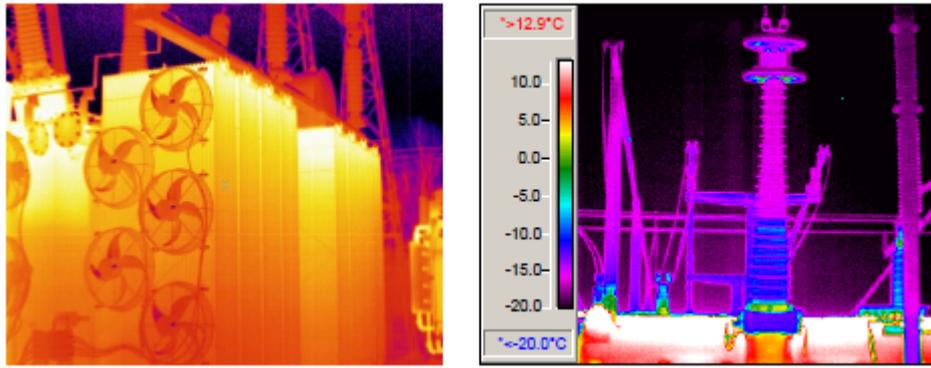
La tenue thermique des isolants est définie par des classes (A à H) exprimant la température limite d'échauffement admissible. Pour une classe E (courante), la température limite d'échauffement est de 155°C à température ambiante inférieure ou égale à 40°C. Les procédés d'essais IEEE 117 et IEEE 275 « *Standard Test Procedure for thermal evaluation of systems of insulating material for random-wound AC electrical machinery* » montrent les effets de la température sur les isolants : une augmentation de 10°C au-delà de l'échauffement limite, réduit de moitié la longévité de l'isolant par effet de pyrolyse (*figure 30 §2.2.3.4*) ! La rupture de ce dernier, conduit inévitablement à un amorçage et à un court-circuit destructeur.

Différents moyens permettent de surveiller les températures de fonctionnement : des sondes PT100<sup>1</sup> noyées dans la résine des enroulements, le DGPT 2 dont le 2<sup>ème</sup> seuil provoque l'ouverture du circuit primaire, la présence de thermomètres et divers capteurs sur les circuits de refroidissement,.

Dans le cadre d'un diagnostic, la caméra thermique infrarouge (*figure 27*) permet de déceler les points chauds. Cette dernière permet une localisation précise des points critiques sur des éléments visibles, globale en raison du fort rayonnement du contenant des parties actives.

---

1 Sonde au platine dont la caractéristique résistance-température est quasi linéaire, présentant une résistance de 100Ω à 0°C.



(a) *Figure 27: Visualisation d'un transformateur en caméra IR (a) détection d'un niveau d'huile bas sur une traversée HT (b)*  
 [source : [www.thethermographiclibrary.com](http://www.thethermographiclibrary.com) & US Department of Labor]

Les échauffements anormaux au sein du transformateur n'aboutissent pas toujours à une destruction complète. La contrainte thermique tolérée peut, de manière très localisée (faiblesse de section du conducteur, mauvais bobinage), être bien en deçà de la valeur assignée. La présence d'une surchauffe très limitée est dans certains cas, à l'origine de mise en court-circuit d'un certain nombre de spires (modification du rapport de transformation) induisant des surtensions et un déséquilibre de phases ; voire de points chauds au niveau des connexions (mauvais serrage). Ces défaillances sournoises sont assez facilement décelable grâce à la présence de particules carbonées dans l'huile, ou par la mesure du rapport de transformation.

A titre d'exemple, le courant de court-circuit au secondaire d'un transformateur triphasé est donné par la formule :

$$I_{cc} = \frac{S_n}{u U_{2n} \sqrt{3}} \quad (28) ;$$

où :

- $S_n$  est la puissance apparente nominale en VA ;
- $U_{2n}$  la tension secondaire en V ;
- $u$  le pourcentage de la tension de court-circuit.

Un transformateur de 2 MVA 400V avec un  $u$  standard de 6%, on obtient un courant de 48 114 A.

En considérant une résistance localisée  $dR$  de  $10\text{m}\Omega$  (par exemple pour un conducteur de résistance typique de  $10^{-5}\Omega/\text{m}$ ), la puissance dissipée est de :

$$dP = I_{cc}^2 dR = (48,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 10^{-2} = 23\text{MW} \quad ,$$

soit l'équivalent de 11500 radiateurs de 2kW concentrés en un point !

A la vue de ces chiffres, la rapidité de déclenchement est primordiale pour assurer la survie du transformateur.



(a)  
*Figure 28: Carbonisation d'une connexion boulonnée (a)  
Destruction d'un enroulement suite à un court-circuit (b)  
[source : Megger ]*

Parmi les anomalies extérieures génératrices de surintensités, il faut également citer la perte d'une phase au primaire.

L'alimentation accidentelle en mono ou biphasée d'un transformateur triphasé provoque un déséquilibre du champ magnétique inducteur. Les forces magnétomotrices ne se compensant plus, les modules et arguments des forces électromotrices induites vont modifier la distribution des courants dans le modèle équivalent de la machine (apparition d'une composante inverse et homopolaire), qui provoquent la surcharge d'un ou plusieurs enroulements.

Ce type d'avarie peut apparaître lors de la manœuvre du système d'alimentation par exemple, ou lors du dysfonctionnement d'un organe de protection n'ayant pas commandé la mise hors tension de la machine après détection d'un déséquilibre de phase.

Enfin, la dernière cause d'échauffement est d'origine électromagnétique. En fonctionnement normal, les éléments métalliques (cuve, circuit magnétique...) sont reliés à une prise de terre commune, assurant une liaison équipotentielle. Il ne peut de ce fait, exister une circulation de courant entre ces éléments.

Une rupture de la connexion ou une augmentation de la résistance de ces liaisons provoque une

montée en potentiel d'éléments par rapports aux autres, en raison du champ magnétique variable présent. La circulation des courants de Foucault à travers les boucles ainsi créées, provoque l'échauffement anormal des éléments interconnectés. N'étant pas conçus à cet effet, leur isolation se dégrade (SANCHEZ, 2011).

### 3.2.3.3 Le mode de défaillance mécanique

Ce mode de défaillance concerne les enroulements et le circuit magnétique, et se manifeste sous deux formes : électrodynamique et mécanique.

**D'origine électrodynamique**, elle résulte des efforts mécaniques importants appliqués sur le bobinage lors d'un court-circuit. La présence d'un champ magnétique et de courants engendrent sur chaque élément de spire  $dl$  des forces de Laplace (*figure 29a*) :

$$d\vec{F} = Id \vec{l} \wedge \vec{B} \quad (29)$$

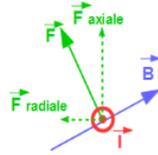
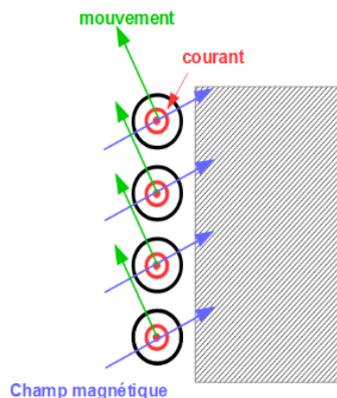
où :

- $d\vec{F}$  : représente la force élémentaire générée par un conducteur de longueur  $d\vec{l}$  ;
- $I$  : le courant traversé par le conducteur ;
- $\vec{B}$  : le champ magnétique appliqué au conducteur  $dl$ .

La présence de courants supérieurs à 25 fois l'intensité nominale créent :

- **des contraintes mécaniques axiales** tendant à écarter ou comprimer les spires et faisant glisser les enroulements concentriques les uns par rapport aux autres ;
- **des contraintes radiales** éloignant les spires du circuit magnétique et forment des « hernies » (buckling) sur la hauteur de l'enroulement (*figure 29b*). **La composition vectorielle de ces efforts** provoque une complète déformation du bobinage, et un déplacement des enroulements.

A titre d'exemple, pour le transformateur du paragraphe précédent, dans le cas d'un court-circuit asymétrique, où le courant peut atteindre lors de la première période  $2I_{cc}\sqrt{2}$ , dans un champ magnétique de 1T, une longueur de spire de 1cm, est soumise à une force de 1360 N, soit un contrainte ponctuelle de 136 kg/cm !



(a)

(b)

**Figure 29: Loi de Laplace sur les spires (a)  
Résultat sur un enroulement (b) [Source Omicron]**

La deuxième **origine** de ce mode de défaillance est **mécanique** ; elle résulte des mouvements de structure lors des opérations de transport le transformateur. Outre des problèmes d'étanchéité et d'intégrité, une altération structurelle laisse apparaître des déplacements entre les parties actives, des dégradations d'isolant, et soumettre des contraintes de torsion au circuit magnétique.

Le mouvement des tôles du circuit magnétique qui s'ensuive, amplifie le phénomène vibratoire de magnétostriction<sup>2</sup>, qui se traduit par des vibrations anormales, et des frottements entre tôles et une érosion des vernis.

L'intégrité du circuit magnétique s'en trouve alors affecté, ce qui influence sa réluctance, donc son inductance magnétisante. L'apparition d'entrefers élémentaires ( $\mathcal{R}_{air}$ ) dus à l'écartement des tôles aboutit à une augmentation des pertes, un déséquilibre des tensions induites, et des contraintes mécaniques. Toutes contribueront à diminuer la durée de vie de la machine.

2 **Magnétostriction** : allongement et rétrécissement des matériaux ferromagnétiques dû au mouvement des domaines de Weiss en présence d'un champ magnétique variable. Il se matérialise par une vibration à 100Hz, caractérisant le bruit des transformateurs alimentés par un réseau industriel 50 Hz.

### 3.2.3.4 Le mode de défaillance chimiques

Ce mode de défaillance est lié aux réactions chimiques agressant les éléments du transformateur. Elles sont activées par des sources de contamination extérieures, et ont pour effet principal de réduire la qualité des diélectriques :

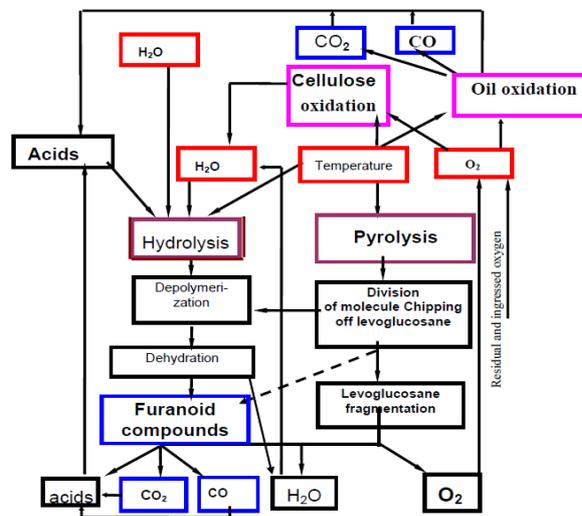
- **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance externe** issue de l'humidité atmosphérique. Elle pénètre dans le transformateur par des faiblesses dans les jointures par ruissellement, ou sous forme de vapeur par aspiration. Ce phénomène se produit lors de l'arrêt prolongée d'une machine. La baisse des températures et des pressions internes créent une contraction des matériaux de la structure, et une baisse du volume de liquide. Des jointures alors vieillies par différentes agressions (météorologique, mécanique, thermique), favorisent la pénétration d'eau et d'autres éléments polluants, dans le transformateur et les traversées ;

- **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance interne.** En raison d'un mauvais séchage lors de la phase d'imprégnation, et par la présence de particules d'eau dans les isolants solides tels que la cellulose (3% de la masse du transformateur). Elle va s'extraire par diffusion moléculaire à travers la matière, ou bien par hydrolyse (dépolymérisation).

L'hydrolyse résulte d'une combinaison de l'eau avec l'acide, en produisant des particules hydrogénées. Cette réaction initie un phénomène d'avalanche puisque : l'eau provoque la dépolymérisation qui produit de l'eau... ; et une accélération du vieillissement de la cellulose.

**L'eau réduit non seulement la tenue diélectrique du transformateur, mais accélère également la défragmentation moléculaire des matériaux isolants**, ce qui se matérialise par une désagrégation des plastiques et résines, et la présence de **furanes** issue de la décomposition de la cellulose (*figure 30*) (CIGRE, 2002).

L'huile a une capacité d'absorption de l'eau très faible (20 ppm contre 30000 ppm contenus dans la cellulose). **Évaluer la teneur en eau d'un transformateur, c'est évaluer son état de vieillissement, et l'état des isolants celluloses.**



**Figure 30: Dégradation de la cellulose des isolants**  
[source (CIGRE, 2002)]

- **D'origine solide** par l'existence de particules en suspension dans l'huile qui, en début de vie, sont principalement issues du procédé de fabrication (copeaux de cellulose, limailles d'aluminium ou cuivre...). Le vieillissement des transformateurs va favoriser l'apparition de boues composées d'éléments celluloses, polymères, et d'éléments carbonés émanant de surchauffes localisées.
- **D'origine gazeuse** liée à la qualité de l'air ambiant, qui joue un rôle important, notamment concernant les transformateurs secs. Elle figure parmi les causes principales de source de dégradation externe. La maîtrise de la qualité d'air est un facteur primordial à sa longévité.

L'air a également un impact sur les machines immergées, car sa présence va, par oxydation, accélérer l'acidification de l'huile, et accentuer la dégradation des celluloses et des divers isolants synthétiques.

### 3.2.4 Application des techniques d'analyse et d'investigation

#### 3.2.4.1 L'approche de base

Il existe différents degrés dans le niveau d'expertise. Les mesures électriques de base font appel à des essais, dont l'interprétation s'appuie souvent sur des limites de tolérance normalisées.

Bien que ces tests figurent au deuxième niveau d'investigation (*figure 25*), souvent, leur facilité de mise en œuvre les rend partie intégrante des opérations de maintenance de premier niveau. En effet, leur réalisation requiert peu d'investissement et leurs apports contribuent grandement à conforter l'exploitant dans la fiabilité de son installation.

##### 3.2.4.1.1 La ratiométrie

La ratiométrie consiste à mesurer le rapport de transformation à vide (*cf 3.1.1.1*) entre tensions simples, pour chaque position du régulateur en charge ou du régulateur hors charge (*en principe*). Pour un transformateur triphasé, cette mesure nous ramène à l'expression :

$$m_v = \frac{V_2}{V_1} = k \frac{N_2}{N_1} \quad (30) ;$$

où  $k$  dépend du couplage des enroulements primaires et secondaires.

L'observation de ce rapport nous renvoie directement à l'état des enroulements.

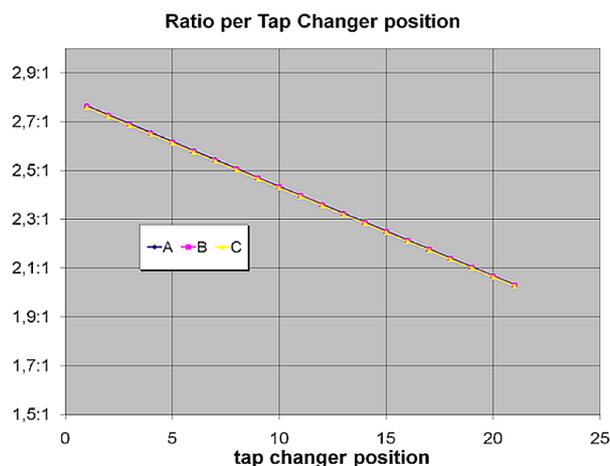
Une modification de cette valeur par rapport à la plaque signalétique à 0,5% (NF EN 60076-1, 2004), ou une disparité entre phases, permet de détecter toute modification de l'isolation entre spires. Ce test permet donc de détecter :

- des court-circuits de spires ;
- des court-circuits entre enroulements ;
- un dysfonctionnement du régulateur de tension.

Il est recommandé de réaliser cet essai dans le cas d'un déclenchement du relais Buchholz ou DGPT2 suite à un dégagement gazeux, ou d'une intervention sur le régulateur en charge.

La *figure 31* montre un résultat de mesure conforme pour un transformateur de 40MVA 150kV/63kV avec un régulateur en charge 21 positions. Les appareils donnent ce rapport en  $m_v^{-1}$  pour gagner en précision.

Le fonctionnement est correct car l'évolution est linéaire et ne montre aucune modification de pente au changement de position. L'écart donné par le ratiomètre était de +0,2%.



**Figure 31: Résultat ratiométrie avec regleur 21 positions [source Omicron CPC 100]**

### 3.2.4.1.2 Mesure du courant magnétisant

Ce test consiste à mesurer le courant  $i_{10}$  (cf *figure 7* et *équations 18 & 19*) sous tension réduite de l'ordre d'une centaine de volt, pour chaque position du régulateur.

Il nous renvoie aux composants  $R_\mu$  et  $L_\mu$ , images du « système d'excitation ». Cette analyse nous donne des informations sur la réluctance, et le nombre de spires primaires dont dépend les Ampères-tours nécessaires à la création du champ magnétique. Elle permet de détecter des courts-circuits entre les spires d'un enroulement, ou des défauts dans le circuit magnétique tel que le court-circuit de tôles (frottement, magnétostriction...).

La mesure est pertinente suite à un déclenchement du relais Buchholz ou DGPT2 après un dégagement gazeux, ou la présence de gaz dissous dans l'huile.

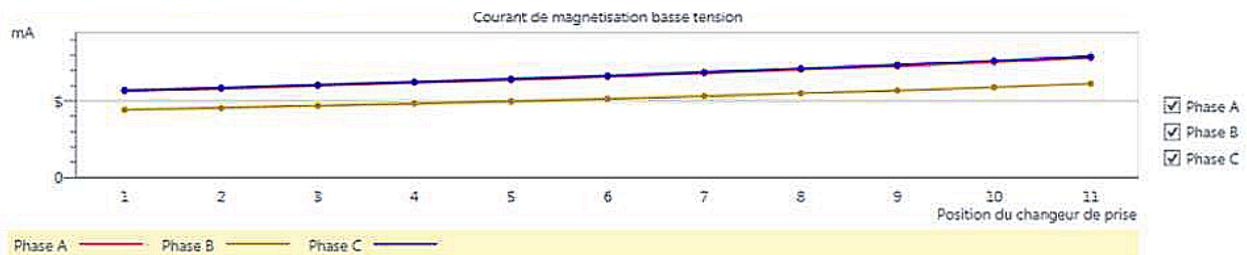
La *figure 32* nous montre le résultat pour le transformateur précédent.

Pour chaque position, l'inductance évolue d'un rapport  $N_1-(p-1)n$  ; où :

- $N_1$  est le nombre de spire de l'enroulement principale ;
- $p$  la position du réglage ;
- $n$  le nombre de spire entre prises du sélecteur.

En effet, comme  $i_{10} = u [R^{-1} + (jL_{\mu} \omega)^{-1}] = \frac{u}{R_{\mu}} + \frac{u \cdot R_{fer}}{j [N_1 - (p-1)n]^2 \omega}$  (31) ;

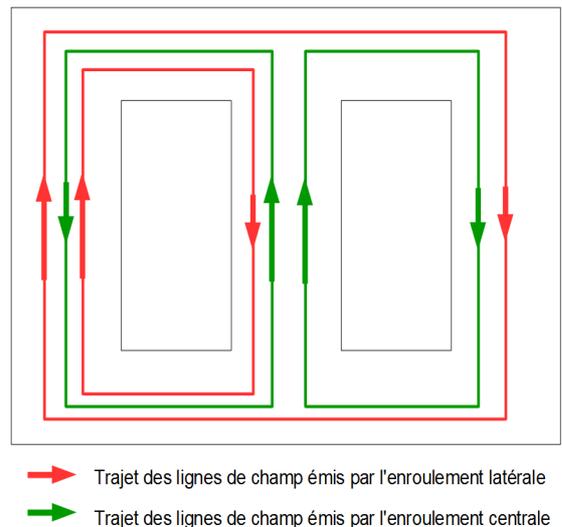
tout changement de prise provoque une augmentation du courant magnétisant.



**Figure 32: Mesure du courant magnétisant à 150 V. [source Omicron]**

Cette relation est cohérente avec le fait que le champ magnétique interne est constant pour tous les points de fonctionnement. Ainsi, une diminution du nombre de spires est contrebalancé par une augmentation du courant pour garder le nombre d'Ampères-tours constants.

L'interprétation des mesures se base sur des valeurs de références (ex : essais constructeurs), et la comparaison entre phases. D'après (NF EN 60076-1, 2004), les courants des colonnes extérieures doivent être similaires à  $\pm 5\%$ . Le courant dans la colonne centrale peut être 30% inférieur. Cette différence s'explique du fait que le parcours des lignes de champ issues des colonnes extérieurs est supérieur à celui de la colonne centrale. D'après la *figure 33* la réluctance équivalente du circuit rouge est supérieur à la réluctance équivalente du circuit vert.



**Figure 33: Trajet des lignes de champ dans un transformateur triphasé**

Réaliser la mesure du courant magnétisant nécessite des précautions :

- Toute comparaison doit être faite pour la même tension de test. Pour une question de correspondance d'une part, mais également pour s'affranchir de la non linéarité du circuit magnétique dont l'effet augmente avec la tension (*figure 7*) ;
- Il faut éviter d'effectuer une mesure en courant continu au préalable. Elle aura pour effet de maintenir un champ rémanent dans le circuit magnétique, et d'amplifier le phénomène de non-linéarité par une translation verticale du cycle d'hystérésis.

### 3.2.4.1.3 Mesure de la résistance des enroulements

Ce test a pour but de mesurer la résistance de chaque enroulement, et de la comparer aux valeurs de référence issues du test constructeur réalisé avant la mise en service. Il est pertinent après un stress électrique, des échauffements anormaux (augmentation de l'effet Joule), ou à la présence de gaz dissous dans l'huile.

La mesure est menée pour chaque position de régleur sur l'enroulement intégrant ce dispositif. Elle permet de détecter une rupture de continuité du circuit électrique constitué par l'ensemble traversées+enroulements+régleur, la présence de conducteurs détruits ou endommagés (réduction de section), et des courts-circuits entre couches et entre spires.

Le principe de mesure est basé sur la loi d'Ohm. Elle consiste à injecter un courant continu de l'ordre de 1 à 15% de l'intensité nominale entre chaque phase et le neutre, ou entre phases si le neutre n'est pas sorti. La valeur de résistance de chaque enroulement est obtenue en résolvant le système de 3 équations à 3 inconnues intégrant la résistance équivalente mesurée entre chaque phase, et la résistance propre à chaque bobine. Les appareils de mesures intégrés effectuent ce calcul automatiquement.

Compte tenu de l'effet inductif, la mesure de la tension est effectuée après la stabilisation du courant de sorte que sa variation soit inférieure à 0,1% pendant 10 secondes.

Répondant à la loi  $i = I_{\text{injecté}} e^{-\frac{L}{R}t}$ , ce temps peut être de plusieurs dizaines de minutes pour les enroulements de faibles résistance (quelques mΩ). A noter que l'enroulement BT a toujours une résistance inférieure à l'enroulement HT en raison du nombre de spires.

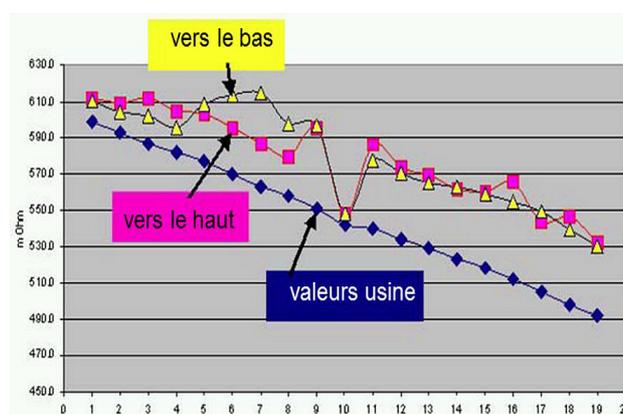
Afin de corrélérer la mesure aux valeurs antérieures, il est nécessaire de corriger la lecture en tenant compte de la température. Il faut ramener la résistance obtenue à une température de référence (70°C d'après la norme) grâce à la relation :

$$R_{\text{corrigée}} = R_{\text{mesurée}} [1 + 3,92 \cdot 10^{-3} (\theta_{\text{ref}} - \theta_{\text{mes}})] \quad (32).$$

L'évaluation de la mesure de résistance se base alors sur les critères suivants :

- une différence maximale de 1% entre les valeurs constructeur en usine et sur site ;
- une différence par colonne inférieure à 3% ;
- une différence entre les enroulements HT et BT de l'ordre du carré du rapport de transformation (cf figure 37).

A titre d'illustration, la *figure 34* montre les résultats des mesures de résistance pour un transformateur 100MVA 220kV/110kV pour lequel l'analyse d'huile a révélé un taux élevé de gaz dissous. L'origine de la surchauffe interne est vraisemblablement due à une défaillance du sélecteur et une altération partielle des enroulements de réglage.



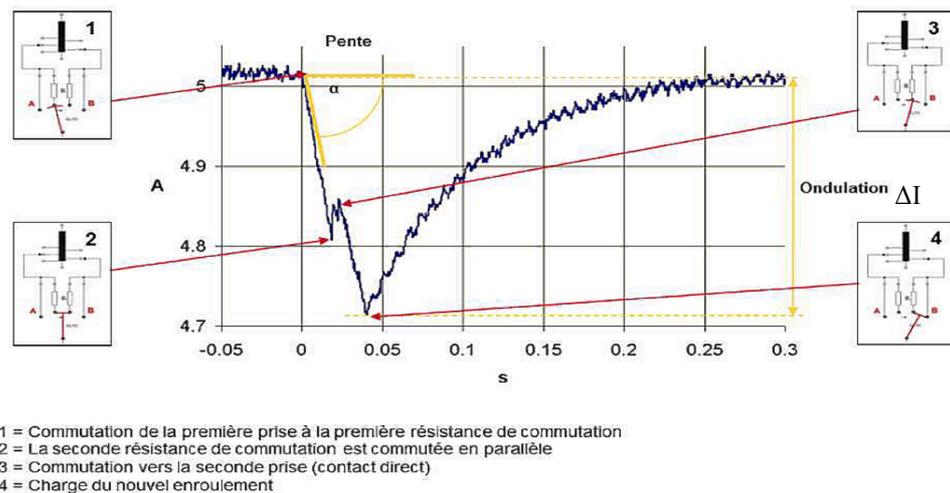
**Figure 34: Mesure de résistance statique, défaillance du régleur [Source Omicron]**

Concernant le régleur en charge, son diagnostic s'effectue par la mesure de résistance dynamique (communément appelée Dynamic Resistance Measurement, DRM), du fait que la commutation passe par la mise en service de résistances de passage. Ainsi, pour chaque position du régleur, la mesure de résistance statique effectuée ci-dessus, permet de mesurer :

$$R_{\text{DRM}} = \text{la résistance de l'enroulement principal} + \text{l'enroulement entre prises} \\ + \text{la résistance de contact de chaque prise} \quad (33);$$

La mesure de résistance dynamique consiste à examiner la courbe de réponse au passage de chaque prise. Son allure exponentielle est due à l'inductance des enroulements. Les critères d'évaluation se basent sur l'ondulation  $\Delta I$  et la pente  $\alpha$  (figure 35) :

- Une ondulation inférieure à 10%, et inférieure à 2% en absolu entre phases étendue à 4% en fonction de l'usure ;
- Une pente inférieure à 1A/s et 0,2A/s entre phases.



**Figure 35: Courbe de réponse d'un régleur en charge [source : Omicron]**

L'étude de la courbe permet de vérifier la non-interruption du courant, et la présence de mauvais contact par l'apparition de pics de courant parfois fugitifs. La comparaison entre phases est également un bon moyen d'évaluer la dégradation d'une plage du régleur.

La figure 36 montre un exemple de résultat pour un régleur sein.

La DRM doit être menée à la descente puis à la montée, ce qui explique la rupture entre les prises 11 et 10. En effet, le bord d'attaque de la prise du sélecteur n'est pas le même lorsque le sélecteur rotatif change de sens. Il est bon, avant d'aborder l'essai, d'effectuer plusieurs cycles montées/descente afin de « décarboner » l'ensemble des prises, certaines étant parfois moins sollicitées que les autres.

Le nombre de point de mesure et le profil de la figure 36 dépend également du type de régleur. Les régleurs inverseurs auront un profil en « W ». A mi-parcours, le sens des enroulements de réglage est inversé. Le flux dans les enroulements de réglage sera soustractif, réduisant de ce fait le champ magnétique dans le fer, et finalement la FEM au secondaire.

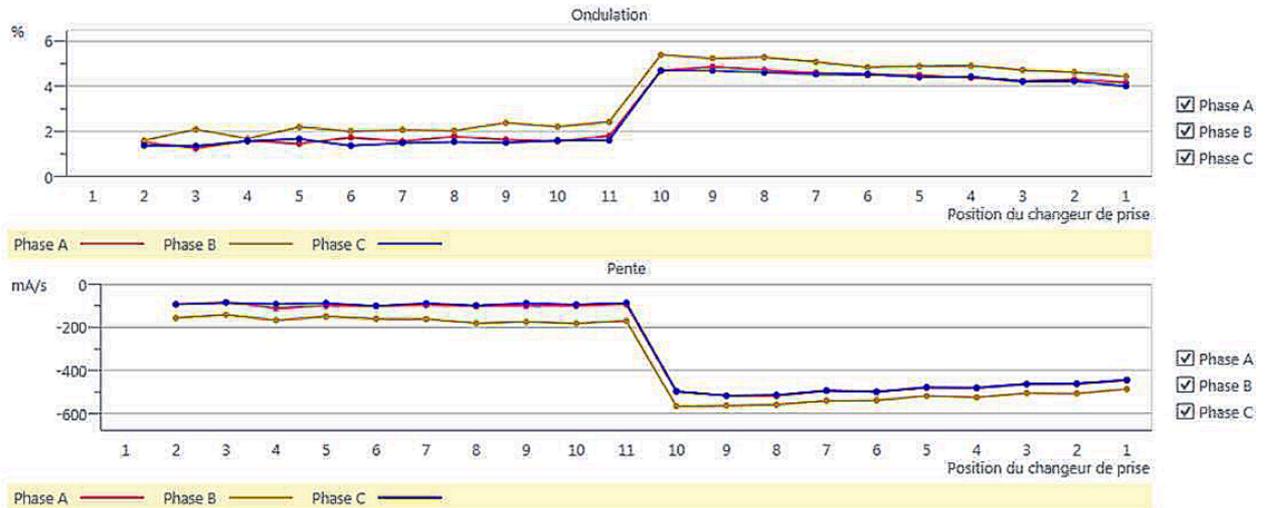


Figure 36: Ondulation et pente pour un régulateur sain de 11 positions. [Source Omicron]

Il est important après ces essais en courant continu, d'effectuer une démagnétisation du circuit magnétique. La présence d'un champ rémanent perturbera d'autres tests tels que l'évaluation du courant de magnétisation ou la SFRA. La plupart des appareils de mesures intégrés proposent cette action.

### 3.2.4.1.4 Mesure de l'impédance de court-circuit et de l'inductance de fuite

Le schéma équivalent *figure 11* se simplifie en ramenant l'ensemble des impédances secondaires, au primaire (*figure 37*) :

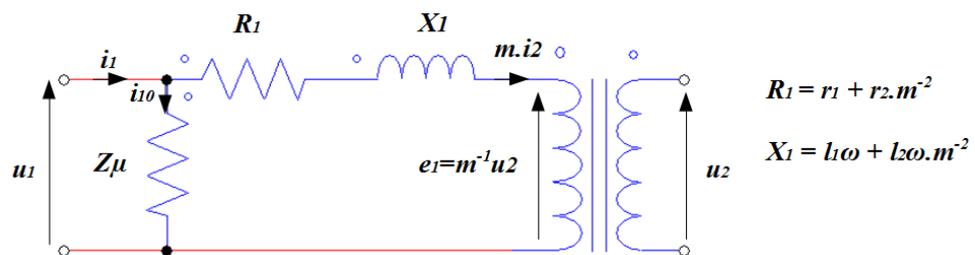


Figure 37: Modèle du transformateur ramené au primaire

En appliquant un court-circuit aux bornes du secondaire,  $U_2 = E_1 = 0$ .

D'où,

$$I_1 = I_{10} + \frac{U_1}{R_1 + jX_1} \quad (34).$$

La mesure de l'impédance de court-circuit s'effectue sous très faible tension, (typiquement 6% de la tension nominale), de manière à ne jamais dépasser le courant maximal admissible.

$I_{10}$  étant négligeable, j'en déduis que  $Z_{cc} = R_l + jX_l = R_l + jl\omega$ .

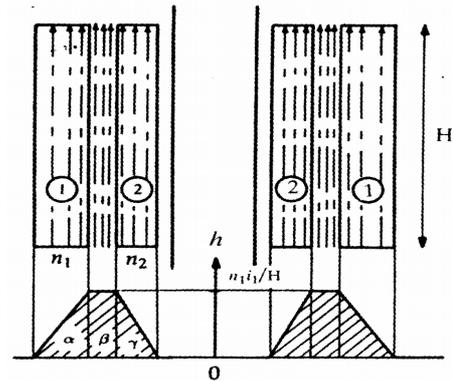
Cet essai permet de déterminer  $R_l$  qui modélise l'ensemble des résistances des conducteurs primaires et secondaire, et  $l_f$  qui modélise des inductances de fuite.

Comme  $R_l \ll X_l$ , nous pouvons facilement en déduire la valeur  $l_f$ .

Reprenons la *figure 8* (§ 2.1.1. 2), et supposons que la réluctance est négligeable sur toute la partie du trajet des lignes de champ située hors du bobinage ; et que ces lignes de champ soient parallèles à l'axe du noyau sur toute la hauteur bobine.

Comme le représente la *figure 38*, la répartition du champ magnétique est maximale à travers le canal de fuite situé à entre les bobines 1 et 2.

(SEGUIER et NOTELET, 2006).



**Figure 38: Répartition du champ magnétique entre les enroulements**  
[Source : (SEGUIER et NOTELET, 2006)]

Ainsi, l'inductance de fuite totale  $l_f$  ramenée au primaire s'exprime par :

$$l_{1f} = 2\pi\mu_0 n_1^2 \frac{r}{H} \left( a + \frac{e_1 + e_2}{3} \right) \quad (35)$$

- avec :
- $r$  : le rayon moyen du canal de fuite par rapport au noyau ;
  - $a$  : l'épaisseur du canal de fuite ;
  - $e_1$  et  $e_2$  respectivement l'épaisseur des bobines 1 et 2.

Cette expression nous montre que la mesure de l'inductance de fuite se justifie pour la recherche de déformation des enroulements, et du canal de fuite, provoquée par :

- le mouvement des enroulements suite à un défaut violent ;
- des dommages mécaniques lors du transport ;
- la rupture d'élément de fixation.

Il existe 2 moyens de mener l'essai :

- En déterminant l'impédance de court-circuit triphasée. Quel que soit le couplage, nous référons toujours à un transformateur Étoile - Étoile. Après avoir court-circuité les 3 bornes secondaires, l'injection d'un courant sinusoïdal constant de quelques Ampères sur chaque phases au primaire, permet d'obtenir la tension  $U_l$ , et d'en déduire  $I_{f1,2,3}$ . L'inductance de fuite triphasée est obtenue en moyennant les 3 valeurs obtenues.
- En réalisant une mesure par enroulement. Pour plus de précision, ou en cas d'écarts avec les valeurs de références (plaque signalétique, relevés antérieurs, comparaison entre phase) et se dédouaner des effets du couplage, une détermination de l'inductance de fuite par colonnes permet de cibler le ou les enroulements défaillants.

Les critères d'évaluation de l'inductance magnétisante sont :

- une différence avec les valeurs de références pour l'inductance triphasée inférieure à 2% ;
- une différence entre colonne inférieure à 1%.

La mesure d'inductance de fuite peut être menée par injection au secondaire. La valeur obtenue devra alors être corrigée en multipliant la valeur obtenue par  $m^{-2}$  pour ramener l'inductance au primaire. Il est judicieux de réaliser cet essai sous différentes fréquences comprises entre 50 et 500Hz afin de faire apparaître le phénomène d'effet de peau (voir § suivant).

#### **3.2.4.1.5 Mesure des pertes parasites supplémentaires**

Les pertes parasites supplémentaires sont dues aux courants de Foucault induits des les enroulements en raison de l'effet de peau. Cette méthode de diagnostic, appelée Frequency Response of Stray Losses (FRSL), consiste à étudier l'évolution de la résistance des enroulements en fonction de la fréquence. Elle permet de détecter l'origine des échauffements issues d'une modification de la géométrie des conducteurs, qui amplifient l'effet des courants parasites lors de court-circuit entre spires mises en parallèle.

Il s'avère pertinent de mener cette étude complémentaire lors de la présence de gaz dissous.

L'effet de peau est un phénomène électromagnétique propre aux courants alternatifs. Il a pour conséquence la concentration du courant à la périphérie du conducteur. La densité de courant y diminue de manière exponentielle à mesure que l'on se rapproche du centre. « L'épaisseur de peau » quantifie la profondeur de la concentration du courant, dimensionnante à la tenue thermique des conducteurs.

Elle est approximé par la formule :  $\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\mu \pi f}}$  (36) ;

avec :

- $\delta$  : épaisseur de peau en m ;
- $\mu$  : la perméabilité magnétique ;
- $\rho$  : le résistivité du conducteur en  $\Omega\text{m}$
- $f$  la fréquence : à 50 Hz, l'épaisseur de peau est de 9,4mm pour le cuivre.

D'un point de vue électrique, elle se matérialise par une augmentation de la résistance avec la fréquence . Le schéma équivalent se complète alors par  $R_{lac}(f)$  (figure 39).

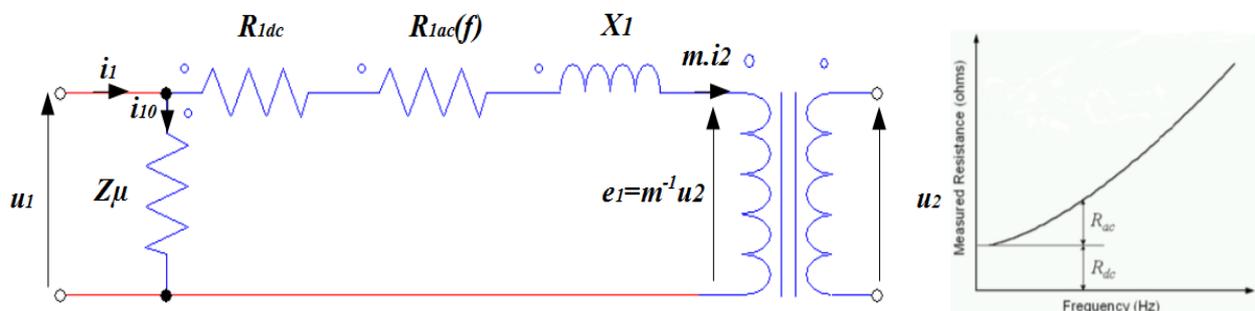


Figure 39: Modèle équivalent avec présence de l'effet de peau

Pour réduire la section des conducteurs, un enroulement peut être composé de bobines en parallèles raccordées à chaque extrémité. L'effet de peau et la répartition du champ magnétique interne, conjugués à la différence de géométrie entre les bobines concentriques, vont générer des courants parasites, dont l'origine est l'équilibrage des forces électromotrices induites dans la boucle, aux points de connexion.

La circulation de ces courants supplémentaires accroît l'effet Joule dans le conducteur (figure 40) (DUCLUZAUX, 1977).

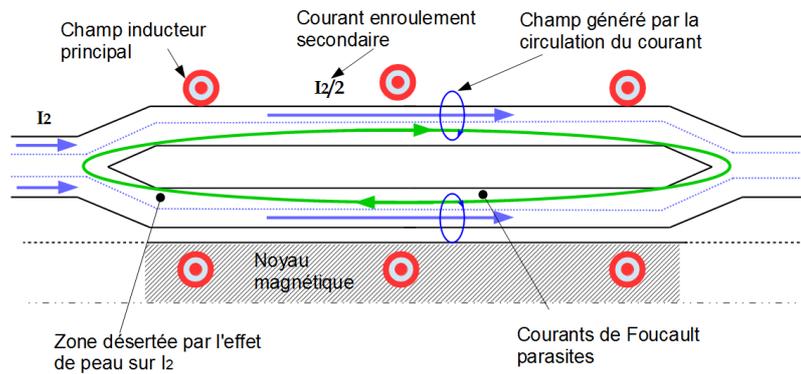


Figure 40: Développé de 2 bobines raccordées en parallèles

Afin de réduire ces courants de circulation, une technique consiste à croiser les conducteurs (figure 41). Avec plus de 2 bobines en parallèle, des techniques d'enchevêtrement plus complexes sont pratiquées.

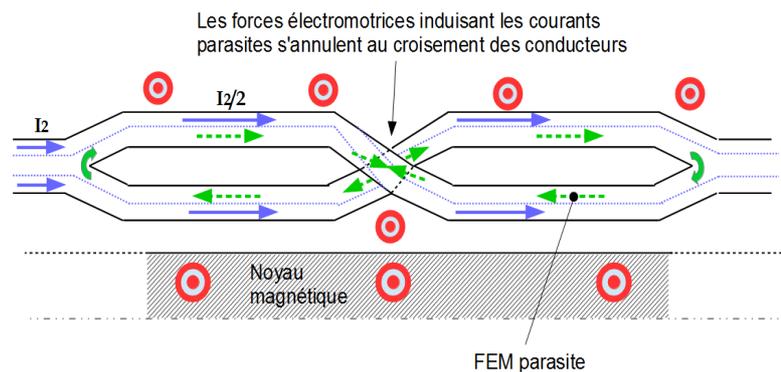


Figure 41: Croisement des conducteurs et annulation des courants parasites

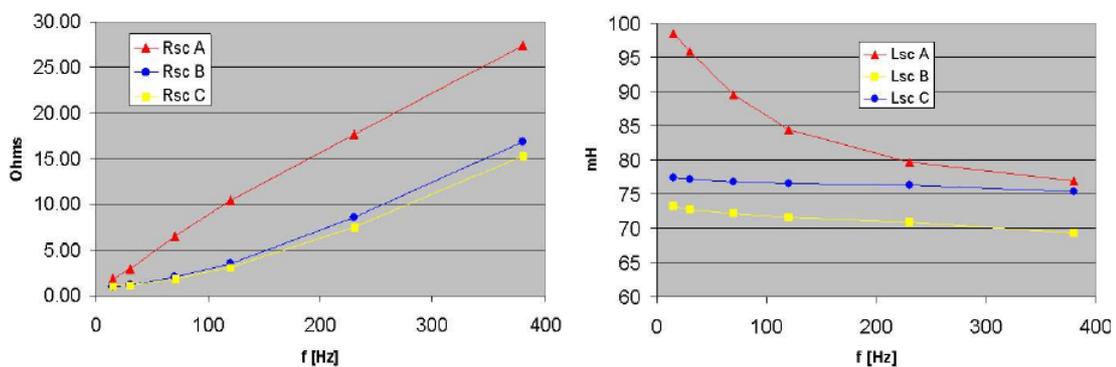
Lors d'un court-circuit au point de croisement, deux boucles indépendantes sont créées, et des courants parasites apparaissent.

La mesure des pertes parasites complémentaire, s'effectue en même temps que le mesure de l'impédance de court-circuit. Au lieu de relever une mesure unique à fréquence nominale, l'impédance de court-circuit est mesurée pour plusieurs valeurs de fréquences comprises entre 0 et 400Hz. Connaissant la valeur de résistance statique (en courant continu), nous pouvons en déduire  $R_{lac}(f)$  et  $X_l(f)$  (figure 39). Ainsi, la création de boucles s'apparente à la mise en série de résistance  $R_{lac \rightarrow nac}(f)$  et à l'augmentation de la résistance totale.

La tendance croissante de  $R_{Iac \rightarrow nac}(f)$  peut être mise en corrélation avec l'allure de  $X_l(f)$ . En effet, une modification de la géométrie des enroulements concentriques suite à un court-circuit modifie également l'inductance de fuite.

En temps normal l'inductance propre de l'enroulement diminue en fonction de la fréquence : l'épaisseur de peau diminuant avec la fréquence, le flux propre embrassé par ces courants diminue également, d'où une décroissance de l'inductance.

La *figure 42* représente l'évolution  $R_{Iac}(f)$  et  $X_l(f)$ . Elle indique la défaillance de la phase A d'un transformateur 200kV/10kV 100MVA après amorçage avec le circuit magnétique.



**Figure 42: Diagnostic par FRSL d'un amorçage sur la résistance et l'inductance de court-circuit**  
[Source : Omicron]

L'évaluation des mesures se base sur l'étude comparative avec des relevés antérieurs, et entre phases. Les critères de tolérances empiriques couramment admis sont :

- une différence d'inductance entre phases inférieure à 2,5% ;
- une différence de résistance entre phases inférieure à 15%.

### **3.2.5 Les méthodes d'expertise innovantes :**

Au delà des méthodes classiques présentées précédemment, l'informatique et le développement de capteurs ultrasensibles ont permis l'émergence de nouvelles méthodes d'analyse. Elles permettent de visualiser l'état des composants internes des systèmes électriques sans recourir à des moyens d'investigation lourds et coûteux ; arguments qui légitiment ces méthodes face aux politiques de maintenance actuelles.

Elles se différencient des techniques traditionnelles par une approche globale du système. Ainsi grâce à un test unique elles permettent d'obtenir une « radiographie » complète de « l'anatomie interne » de la machine.

L'analyse du facteur de dissipation est axée sur l'aspect diélectrique, alors que la SFRA l'est sur l'aspect structurel ; les deux méthodes se complétant. Si l'interprétation des mesures était jusqu'alors basée sur des critères empiriques et normatifs, ces nouveaux procédés nécessitent un sens de l'expertise plus prononcé : c'est pourquoi Apave a choisi le développement de ces produits en tant que consultant auprès des services de maintenance.

La présentation que je vais réaliser, permet d'en appréhender la technique d'une part ; et de fournir des arguments pertinents quant à leur bien-fondé et l'intérêt de leur commercialisation.

#### **3.2.5.1 La mesure d'isolement et du facteur de dissipation ou évaluation de la tangente-delta.**

##### **3.2.5.1.1 Le phénomène de conduction dans les isolants**

Évaluer l'isolement d'un appareil électrique consiste à mesurer la conductivité de l'isolant. Un isolant parfait est par définition un matériau ne possédant pas d'électrons libres, car, l'énergie nécessaire pour leur arracher les électrons de la bande de valence vers la bande de conduction est très importante. Compte tenu de la largeur de la bande, un électron doit acquérir entre 3 et 15eV<sup>3</sup> pour la franchir ; ce qui est très rare pour des conditions normales de fonctionnement. Par conséquent, la conduction d'un isolant parfait est quasi inexistante.

---

3 1.1 eV (électron-Volt)  $\approx 1.6 \times 10^{-19}$  J

En pratique, la structure moléculaire des matériaux isolants n'est jamais parfaite. Des inclusions gazeuses, des impuretés ou une inhomogénéité de la structure cristalline de l'isolant va modifier localement l'épaisseur de la bande interdite. Si bien, qu'un quelconque apport d'énergie (chaleur, champ électrique...) va libérer ces électrons, et engendrer un courant de conduction, image de la dégradation de l'isolant.

Mais ce phénomène n'est pas le seul responsable d'une circulation d'un courant mesurable. Plus généralement, tout mouvement localisé des charges intrinsèques au matériau contribue à ce courant. Il est donc nécessaire de pouvoir en dissocier l'origine pour obtenir une mesure objective.

### Quels sont alors les mécanismes générateurs de charges ?

La figure 43 en présente les différents aspects :

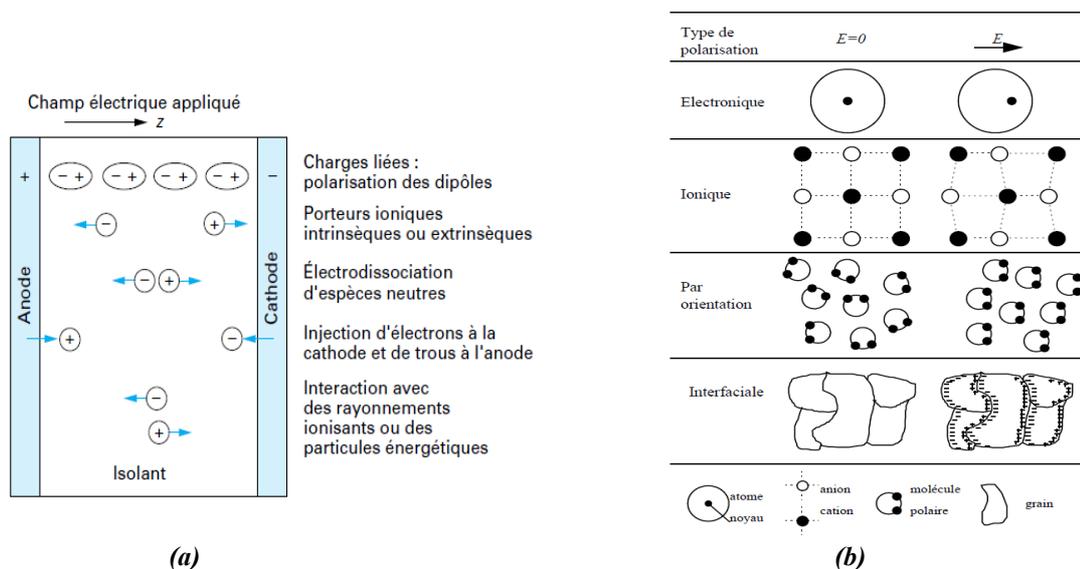


Figure 43: Génération de charge (a) et types de polarisation (b)  
[sources (LAURENT, 1999)(ORLOWSKA, 2003)]

- **Le courant de polarisation** est lié à la création de dipôles induits. Il est dû à la déformation de la trajectoire des électrons sous l'action du champ électrique. Le déplacement du centre de gravité de l'orbite par rapport au noyau créé un déséquilibre électrique.

Cette réaction rejoint le mouvement des ions. En raison de leur dissymétrie moléculaire ils translatent, ou s'orientent (cas des molécules libres telles que l'eau  $H_2O$ ) sur les lignes de champ. Ces courants s'établissent respectivement en  $10^{-15}$  et  $10^{-13}$ s ;

- **Le courant ionique** résulte du déplacement d'ions libres dans les liquides, migrant vers les électrodes de charge opposée. Il dépend des matériaux, et est fortement influencé par les conditions de mesure (température, humidité, viscosité...). Il s'établit de quelques millisecondes à plusieurs centaines d'heures ;
- **Le courant de dissociation** : Sous l'action d'un champ électrique la dissociation de certaines molécules crée des ions migrant vers les électrodes de signes opposés. Le liquide isolant se comporte comme un électrolyte. La présence importante de ce type de molécule augmente rapidement la conductivité ;
- **Le courant d'injection électronique** : L'agitation thermique, ou l'énergie cinétique des électrons associée à un champ électrique important, confère aux électrons du métal une énergie suffisante pour atteindre la bande conduction de l'isolant. Ces effets sont appelés respectivement effet Schottky et effet tunnel ;
- **La polarisation interfaciale** résulte d'une accumulation de charge lors des changements de milieu ayant une permittivité et une conduction différentes. La présence d'impuretés, d'inclusions, de lacunes va se comporter comme une barrière à la migration des porteurs, qui s'agglomèrent à la périphérie du milieu étranger. Interférant également sur le déplacement des ions, cette polarisation se caractérise par un temps de réaction très long (plusieurs centaines d'heures).

Je peux conclure cette énumération en disant que le courant de conduction dans un isolant est dû au déplacement des charges libres et à l'induction de dipôle et découle de l'expression :

$$J(t) = \sigma_{\infty} E(t) + \frac{\partial D(t)}{\partial t} \quad (37) ;$$

avec :

- $\sigma_{\infty}$  la conductivité polarisation établie ;
- $E(t)$  le champ électrique ;
- $D(t)$  l'induction électrique due aux mouvements des charges.

En considérant les caractéristiques de l'isolant qui se définit par sa permittivité relative complexe se définit par la relation :

$$\varepsilon_r^*(\omega) = \varepsilon_r'(\omega) - j\varepsilon_r''(\omega) \quad (38).$$

Alors la conduction à travers un isolant soumis à un champ électrique sinusoïdale est :

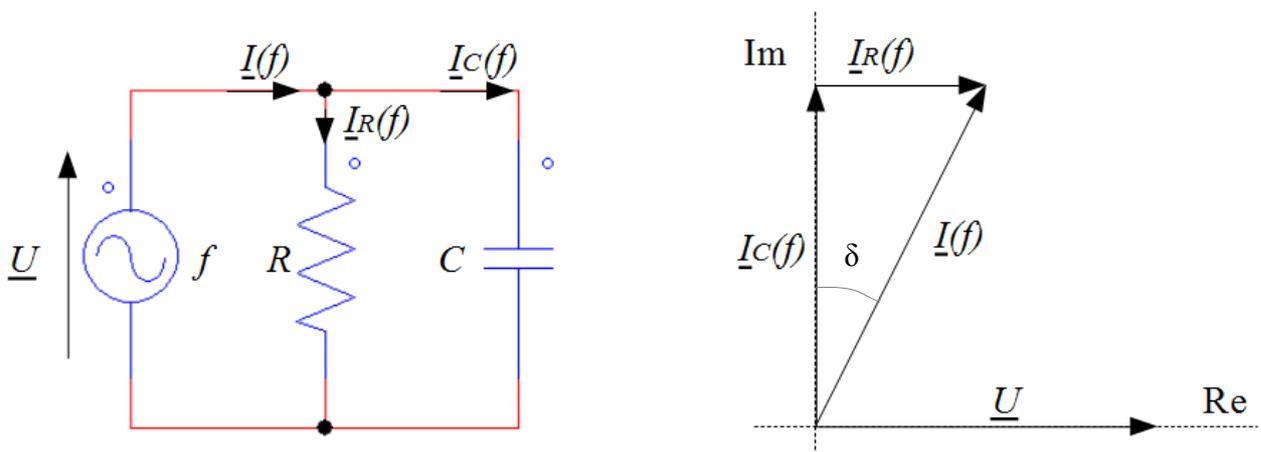
$$J(\omega) = [\sigma_\infty + \varepsilon_0 \omega \varepsilon_r''(\omega) + j \varepsilon_0 \omega \varepsilon_r'(\omega)] E(\omega) \quad (39)$$

Où :

- $\varepsilon_0$  la permittivité du vide  $8,85 \cdot 10^{-12}$  F/m ;
- la partie imaginaire contenant  $\varepsilon_r'$ , matérialise la faculté de polarisation du matériau (**l'effet capacitif, donc l'accumulation de charge**) ;
- la partie réelle  $\sigma_\infty$  et  $\varepsilon_r''$  exprime la conduction dans l'isolant due au mouvement des charges, qui entraîne une dissipation de chaleur (**les pertes diélectriques**).

Le rapport partie réelle sur partie imaginaire  $\frac{\sigma_\infty + \varepsilon_0 \omega \varepsilon_r''(\omega)}{\varepsilon_0 \omega \varepsilon_r'(\omega)} \quad (40)$  ;

représente le **facteur de dissipation tangente  $\delta$** , qui me permet de modéliser le comportement d'un isolant par le schéma *figure 44* (FOURNIE, 2015):



*Figure 44: Schéma équivalent isolant et diagramme de Fresnel*

Où :

- $I(f)$  est l'image en courant de  $J(\omega)$  ;
- $I_R(f)$  est l'image en courant de  $\text{Re}[J(\omega)]$  ;
- $I_C(f)$  est l'image en courant de  $\text{Im}[J(\omega)]$ .

**La mesure du facteur de dissipation consiste donc à évaluer le déphasage entre le courant et la tension à  $\pi/2$  près.**

## Quels sont les paramètres influençant la mesure du FDD ?

Nous avons vu précédemment, que différents facteurs influençaient les courants de conduction. La réaction des charges au champ électrique, dans un milieu caractérisé par  $\epsilon_r^*(\omega)$  n'est pas instantanée. La polarisation a une inertie d'autant plus grande que la masse de la charge est importante. Le temps de réponse d'un électron est inférieur à celle d'un ion, qui est inférieur à celle d'une accumulation de charge interfaciale.

Ainsi, l'action de la fréquence du champ permet d'agir sur un certain type de porteur.

Cette propriété est utilisée dans le diagnostic du facteur de dissipation par spectroscopie diélectrique (figure 45a).

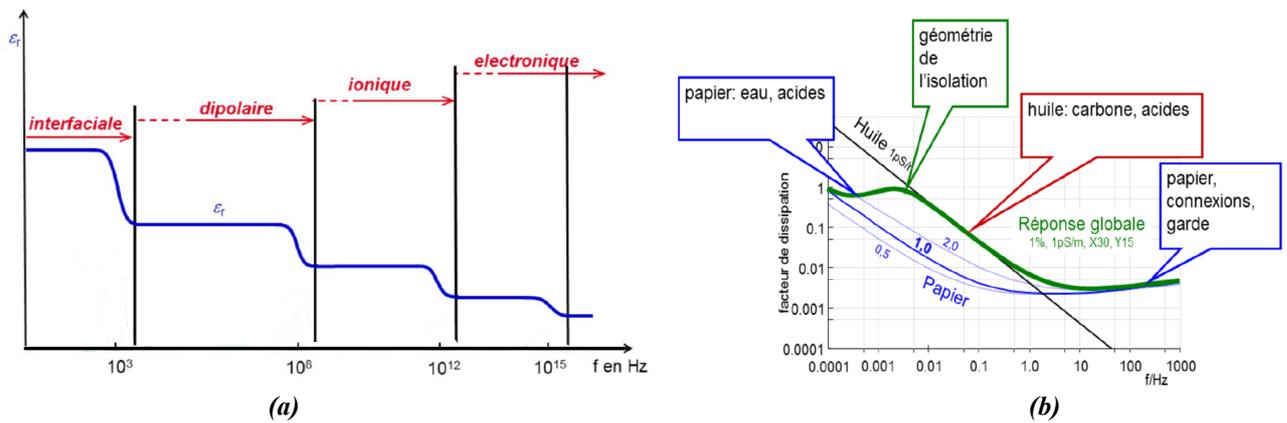


Figure 45: Influence de la fréquence sur les charges (a)  
Allure typique du facteur de dissipation d'un transformateur à huile (b) [Source : Omicron]

Le balayage en fréquence nous permet donc d'étudier les différents éléments isolant, puisque la réponse globale est une superposition des phénomènes diélectriques (figure 45b) :

- Entre  $10^{-4}$  Hz et  $10^{-3}$  Hz : le FDD est influencé par l'humidité contenue dans la cellulose et la teneur en eau du transformateur. La molécule d'eau étant un dipôle asymétrique, et pouvant contenir des ions (l'eau impure possède également une forte conductivité), va migrer sur les interfaces sous l'effet du champ électrique, et s'accumuler. Ce phénomène est visible aux très basses fréquences, **il est mis à profit dans la mesure pour déterminer l'humidité dans le transformateur y compris la teneur en eau de l'huile et du papier isolant** ;

- Un extremum à  $5 \times 10^{-3} \text{Hz}$  représente le changement de milieu dû aux barrières et entretoises servant à maintenir et séparer les enroulements primaire et secondaire ;
- Une partie linéaire dominée par la droite de réponse de l'huile ;
- Au delà de 100Hz, la réponse est dominée par la conductivité du papier, l'état des connexions, et la circulation de courant de surface.

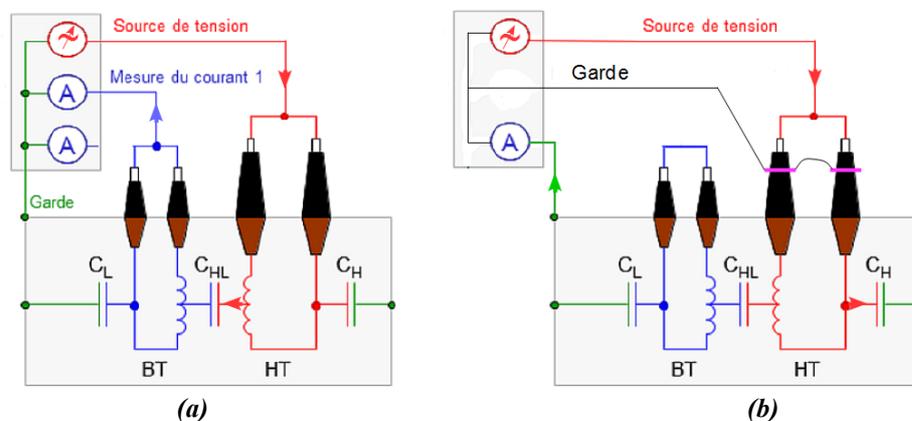
L'agitation thermique ayant une influence sur les porteurs de charges (notamment le courant d'injection), elle va augmenter la valeur de tangente  $\delta$ . Ce facteur nécessite de prendre des précautions lors de la mesure, de manière à ramener la valeur à 20°C en pratique.

**Attention, les valeurs limites sont fixées dans la norme pour 90°C !**

Enfin, le vieillissement des matériaux (*cf* §3.2.3), provoque une altération chimique des isolants, les rendant de plus en plus hétérogène. Ce phénomène va augmenter de manière significative le FDD, de l'ordre de 100 fois la valeur au neuvage, sur une durée de vie normale d'un transformateur (MENGUY, 1997).

### 3.2.5.1.2 Mise en œuvre de la mesure.

La *figure 46* présente le montage de principe pour effectuer la mesure du facteur de dissipation. L'injection de tension se fait à partir d'une source à fréquence variable sur l'enroulement dont nous voulons évaluer le FDD. Le courant est mesuré soit sur un autre enroulement (*a*) pour une FDD inter-enroulement, soit par retour par la cuve pour évaluer le FDD enroulement-cuve (*b*). La teneur en eau est mesurée en même temps que le FDD inter-enroulement, les 2 enroulements jouant le rôle d'électrode de géométrie identique.



**Figure 46: Mesure de la tangente delta inter-enroulement (a)  
Mesure de la tangente delta enroulement HT-cuve (b) [Source : Omicron]**

Des précautions sont à prendre pour éviter une imprécision de la mesure due à la circulation de courant de surface, qui cheminent par les traversées et la cuve. Il est en effet indispensable de pouvoir s'en affranchir si nous voulons mesurer le seul courant de fuite à travers l'isolant.

Une « garde » raccordée sur la cuve, ou réalisée à partir de sangles conductrices placées sur les traversées, permet de collecter ces courants superficiels et d'en faire retour sans passer par l'appareil de mesure. Elle confère en outre, une meilleure immunité face aux perturbations électromagnétiques.

Il est impératif de noter qu'une mauvaise connexion de la garde peut entraîner la mesure d'un FDD négatif !

L'apparition de résistances superficielles et d'inductances parasites peut déséquilibrer le pont de mesure, si bien que l'ensemble des composants élémentaires ne forment plus un système capacitif, mais inductif. Le FDD est inférieur à zéro au franchissement de la fréquence de résonance du système !

Afin d'y pallier, il est recommandé de vérifier les connexions de garde, de nettoyer les traversées, et de s'assurer qu'aucun organe ne soit encore raccordé au transformateur. De même, des enroulements mal court-circuités peuvent entraîner des discontinuités et une inhomogénéité des points de mesure.

Enfin, avant de débiter la mesure, il est indispensable de noter la température du diélectrique.

### **3.2.5.1.3 Exécution de la mesure et exploitation des résultats**

La courbe de réponse du FDD s'obtient par injection de quelques centaines de Volts, dans un premier temps par un balayage fréquentiel entre 0,1Hz et 10kHz, puis par mesure temporelle après application d'un échelon de tension pendant environ 3heures (évaluation de la polarisation interfaciale). Le passage du domaine temporel au domaine fréquentiel s'obtient par l'application de la transformée de Fourier de  $i(t)$ . La combinaison de ces 2 types de mesure permet d'obtenir le spectre de la FDD entre 100 $\mu$ Hz et 10 kHz, avec une bonne précision de mesure et une meilleure robustesse face aux perturbations extérieures (*figure 47*).

L'interprétation de la mesure se fait par lecture directe du FDD sur la courbe à la fréquence de service. Elle est ensuite comparée aux valeurs de la norme [NF EN 60422, 2006].

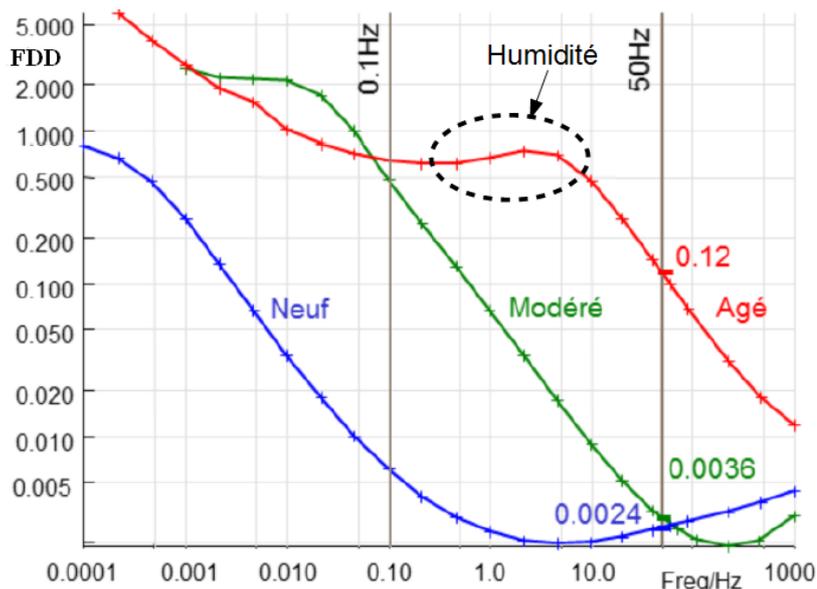


Figure 47: Spectre du FDD pour 3 transformateurs d'âges différents [Source : Omicron]

Ce qui signifie finalement que pour un transformateur neuf,  $I_R \ll I_C$

L'évaluation de l'humidité s'effectue par comparaison de courbes modèles, élaborées à partir d'échantillons, en laboratoire.

Une correspondance avec la position de la partie linéaire dans le plan donnera la conductivité de l'huile ; la pente de la courbe aux basses fréquences, donne par correspondance l'humidité (figure 48).

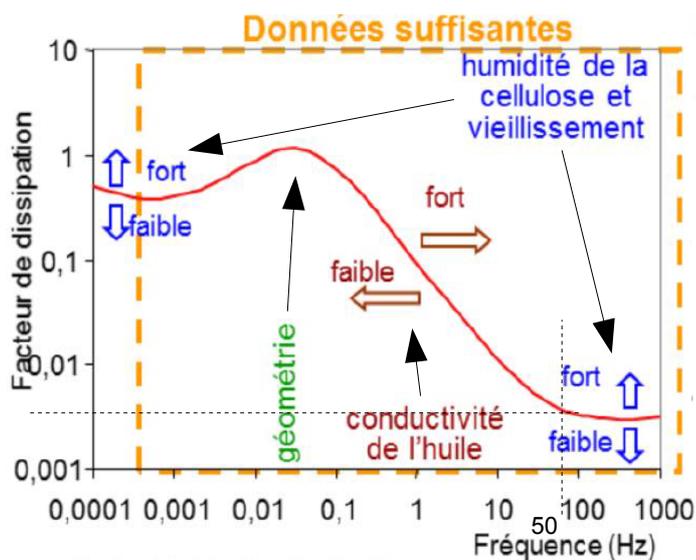


Figure 48: Tendances de l'humidité et de la conductivité

Pour un transformateur de catégorie A<sup>4</sup>, les *tableaux I et II* reprennent les valeurs limites du FDD, de la conductivité, et de la teneur en eau pour un transformateur neuf :

**Tableau I: Limites normalisées pour un transformateur neuf (NF EN 60422, 2006)**

Propriété	Tension maximale de l'appareil en kV		
	< 72.5	72.5 < U < 170	> 170
FDD à 20°C pour 50Hz	$5.4 \times 10^{-3}$	$5.4 \times 10^{-3}$	$5.4 \times 10^{-3}$
FDD à 90°C pour 40 à 60Hz	< 0,015	< 0,015	< 0,1
Conductivité/Résistivité à 90°C	16,6 pS/m	16,6 pS/m	16,6 pS/m
	60GΩm	60GΩm	60GΩm
Teneur en eau à 20°C	20 mg/kg	< 10 mg/kg	< 10 mg/kg

**Tableau II: Limites normalisées pour un transformateur en service (NF EN 60422, 2006)**

Propriété	Limites recommandées justifiant une intervention		
	Satisfaisant	Correct	Mauvais
FDD à 20°C pour 50Hz	$5 \times 10^{-3}$	$(5 \text{ à } 10) \times 10^{-3}$	$10^{-2}$
FDD à 90°C pour 40 à 60Hz	< 0,1	0,1 – 0,2	> 0,2
Conductivité/Résistivité à 90°C	< 5pS/m	5 à 50pS/m	> 50pS/m
	> 200GΩm	20 à 200GΩm	< 20GΩm
Teneur en eau à 20°C	< 5 mg/kg	5 à 10 mg/kg	> 10 mg/kg
Isolation	Sèche	Humide	Extrêmement humide
Saturation en eau à 20°C en %	< 5%	6 à 30%	> 30%

*Pour le transformateur âgé figure 47 :*

*FDD = 0,12 → Mauvais : retraiter ou remplacer l'huile ;*

*La base de donnée logicielle met en correspondance l'allure de la courbe à gauche de l'extremum relatif à la géométrie de l'isolation, avec des courbes issues d'essais en laboratoire donnant l'humidité. Ici la teneur en eau est de :*

*18 → Mauvais : Chercher l'entrée d'eau et retraiter ou remplacer l'huile.*

4 **Catégorie A** : Transformateur de puissance/bobine d'inductance de tension de réseau maximale supérieure à 170kV et inférieure ou égale à 400 kV. Sont également inclus les transformateurs de puissance, quelle que soit la tension assignée, dont la continuité de service est essentielle et les matériels similaires d'applications particulières travaillant dans des conditions de coûts élevés

## Quid des transformateurs secs ?

La norme (NF EN 60076-1, 2004) ne donne aucune référence en matière de FDD admissible. Elle indique que l'interprétation des mesures s'effectue essentiellement par comparaison vis à vis de relevés antérieurs, ou par rapport à une machine identique. Toutefois une étude empirique a permis de fixer une valeur de référence de FDD à  $5 \times 10^{-3}$  pour 50Hz à 20°C ; valeur au-delà de laquelle une investigation est recommandée.

### 3.2.5.1.4 Application aux traversés

Les traversées font partie intégrante du transformateur. Dans le cadre d'une mesure complémentaire suite à une FDD insatisfaisant, il est intéressant de déterminer l'état diélectrique des traversées afin d'affirmer ou d'infirmer leur effet sur le FDD global. Le diagnostic s'applique puisque la structure d'isolation s'apparente à un condensateur multicouche (cf §3.1.2.4).

La *figure 49a* présente le principe de raccordement. La propreté et la connexion des gardes sont primordiales pour une mesure fiable.

Deux tests peuvent être réalisés :

- une mesure relevée sur la prise de mesure permet d'évaluer l'état de la capacité multicouche et d'en déterminer des courts-circuits entre couches ;
- une mesure par rapport à l'enveloppe permet d'évaluer une défaillance d'isolement par rapport à la terre.

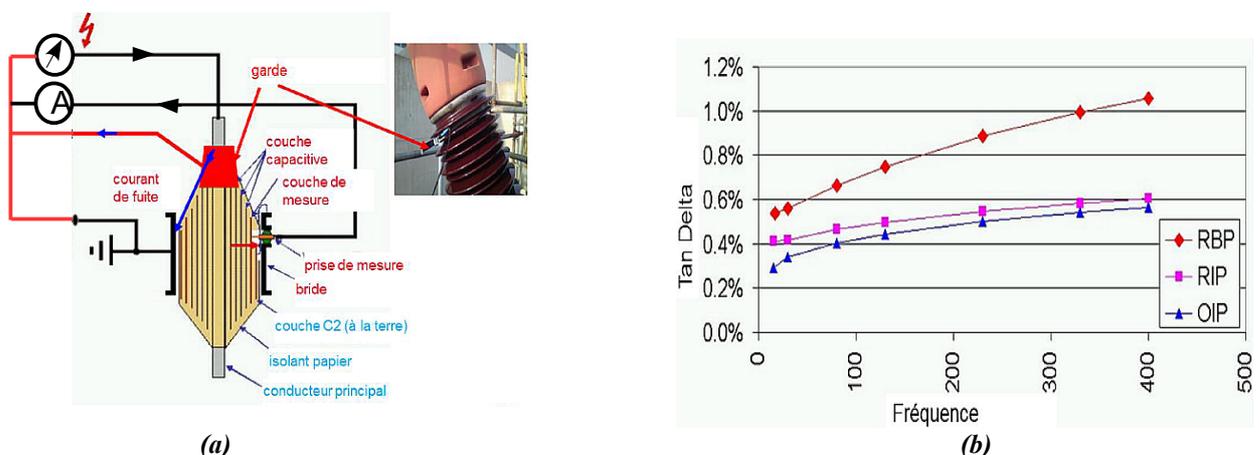


Figure 49: Principe de mesure (a) et courbe typique des FDD à 20°C pour différents types de traversées (b) [Source Omicron]

La *figure 49b*, montre également l'évolution typique du FDD pour les traversées :

- RBP (papier enrobé de résine) ;
- RIP (papier imprégné de résine) ;
- OIP (papier imprégné d'huile).

L'interprétation des mesures se fait par rapport à (NF EN 60137, 2008), dont le *tableau III* reprend les principales tolérances.

**Tableau III: Limites normalisées pour les traversées.**

Type traversée :	RIP	OIP	RBP
FDD à 1,05V <sub>max</sub> à 20°C :	$< 7 \times 10^{-3}$	$< 7 \times 10^{-3}$	$< 15 \times 10^{-3}$
FDD hors tolérances :	Claquage partiel ou forte humidité dans l'isolation		

### 3.2.5.1.5 Conclusion sur la méthode de diagnostic par mesure du FDD :

La mesure du FDD est une **mesure d'isolement globale et fiable**, contrairement aux mesures couramment réalisées consistant à déterminer le rapport d'absorption DAR<sup>5</sup> et de l'Index de Polarisation IP<sup>6</sup>. Ces dernières n'ont vocation qu'à exprimer la vitesse de polarisation. En effet, un IP faible ( $< 4$ ) signifie une circulation d'une grande quantité de porteurs à l'origine d'une dégradation du diélectrique.

Ces mesures sont réalisées avec un mégohmmètre, dont l'emploi engendre des conditions d'exécution et d'interprétation de mesure rendant le suivi d'un appareil assez difficile et non significatif. En effet, le résultat dépend fortement de la façon dont l'opérateur mène la mesure, de la température et de l'hygrométrie, de l'état de propreté des enroulements (notamment aux têtes de bobine) des enroulements pour les transformateurs secs. Le suivi est donc difficile car elle ne permet pas facilement, de se reporter à une valeur de référence (on parle alors de condition de répétabilité de la mesure).

D'autant plus que la qualité des diélectriques modernes procurant des résistances d'isolement de l'ordre du  $10^9$  à  $10^{12} \Omega$  nécessitent de mesurer des courants de fuite de l'ordre du  $\mu A$  rendant l'imprécision de mesure trop importante pour réaliser l'évaluation de l'état d'isolation.

5 DAR = Résistance d'isolement à 60s / Résistance d'isolement à 15s

6 IP = Résistance d'isolement à 10 minutes / Résistance d'isolement à 1 minute

Malgré cela, ces méthodes peu coûteuses montrent toujours un intérêt pour l'évaluation de l'isolement des diélectriques solides (les machines tournantes essentiellement, voire les transformateurs secs dans le cadre d'une première approche de test). A contrario, elles ne sont pas du tout adaptées aux isolants liquides du fait de la diversité des vitesses de polarisation des éléments : 10 minutes d'essai pour l'IP, face à plusieurs heures pour le phénomène de polarisation interfaciale !

En outre, l'évaluation du FDD est **non intrusive** c'est à dire qu'elles ne nécessite ni décuvage, ni prélèvement d'un quelconque liquide. Ce qui lui porte un intérêt tout particulier en matière **d'analyse des caractéristiques électriques de l'huile**, puisqu'il n'est nullement nécessaire d'effectuer des prélèvements et des analyses en laboratoire : la prise d'échantillon et leur manipulation peuvent être une source de contamination. De plus, en laboratoire, le vieillissement global des divers isolants n'est pas pris en compte.

**L'interprétation des mesures de FDD et des caractéristiques physico-chimiques des huiles est aisée** car elle renvoie à des critères normatifs précis. Ces derniers sont embarqués dans la plupart des logiciels associés aux appareils de mesures qui possèdent de surcroît des bases de données assez complètes sur les essais des différents matériaux en laboratoire. La corrélation des différentes données permet d'obtenir les résultats de l'évaluation dès l'achèvement des essais.

Enfin, cette méthode d'évaluation des diélectriques est également applicable **aux diagnostics des câbles, machines tournantes, condensateurs, disjoncteurs....**

Cependant, l'enthousiasme dont font part les clients potentiels s'estompe souvent lorsque je leur fait part du protocole d'essai. Le principal frein au développement de cette prestation, est **le temps d'indisponibilité de la machine** dû d'une part au temps de mesure (environ 3 heures pour une analyse complète), et d'autre part aux contraintes liées au démontage des connexions, dont la mise en œuvre s'avère parfois difficile.

### 3.2.5.2 Le diagnostic par balayage de fréquence ou SFRA

Les phénomènes physiques régissant le fonctionnement du transformateur se matérialisent sous la forme d'un réseau complexe de dipôles résistifs, inductifs, et capacitifs élémentaires, qui s'articulent sous la forme des modèles équivalents déjà abordés §2.2.1.3.3 *figures 13 et 14*.

Le diagnostic par balayage en fréquence consiste à étudier l'évolution des fonctions de transfert des modèles, par l'analyse des diagrammes de Bode.

En effet, toute modification géométrique à l'intérieur du réseau RLC induit des écarts entre les courbes de réponse harmonique. C'est pourquoi, la SFRA est réalisée sur une large bande de fréquence, de manière à observer le comportement de chaque composant élémentaire. Ainsi, la défaillance des éléments est directement liées aux différentes plages, bien distinctes les unes des autres.

L'interprétation repose sur l'étude comparative des diagrammes : par rapport à un tracé de référence établi au neuvage, ou à une date définie comme point zéro.

Cette méthode mondialement reconnue, s'appuie en Europe sur la norme EN 60076-18 qui traite des bonnes pratiques de la mesure de réponse en fréquence (NF EN 60076-18, 2012) ; et sur la norme chinoise DL/T 911-2004 de 2005 en matière d'interprétation.

#### 3.2.5.2.1 Pourquoi cette méthode ?

- Ses apports :

Cette méthode permet de détecter :

- la déformation radiale et axiale des enroulements ;
- le décalage entre enroulements HT et BT ;
- l'affaissement partiel d'un enroulement ;
- les courts-circuits et coupures de spires ;
- les défauts de mise à la terre du circuit magnétique et des écrans,
- la rupture des structures de serrages ;
- et divers problèmes de raccordements internes.

Contrairement aux tests classiques qui opèrent à basses fréquences, les tests SFRA sont plus précis pour détecter les déformations axiales ou radiales ainsi que les problèmes de connectiques, qui apparaissent à des fréquences au-delà de 2kHz .

◦ Sa pertinence :

Elle trouve un intérêt particulier en matière d'assurance qualité du fabricant. La comparaison des tracés SFRA, entre la sortie de la chaîne de fabrication et après les essais de conformité (essais en court-circuit, tenue en tension...) et le transport, permet d'assurer le constructeur de l'intégrité du transformateur avant sa mise en exploitation.

Sur site elle se justifie à la suite d'une maintenance importante ayant provoqué une modification intrinsèque de la machine (décuvage, changement de traversées ou du régleur...). Mais également, après un déclenchement du relais de protection, d'évolution des paramètres de conduite, ou conforter une analyse par tests classiques (*cf § 3.2.4*).

◦ Les difficultés :

La méthode étant basée sur une comparaison des tracés, la principale difficulté est de garantir sa **répétabilité**. Les facteurs affectant la répétabilité des mesures sont liés à l'état du transformateur (a), à l'intervenant et aux appareils de mesure (b), et, enfin, à des facteurs aléatoires (c).

**a) - Concernant l'état du transformateur, différents paramètres sont à vérifier :**

- **La quantité et le type d'huile** : des niveaux et des qualités d'huiles différentes modifient la permittivité du milieu ;
- **La présence, et l'état des traversées** : entre un essai en usine puis sur site, la présence ou non des traversées va modifier l'effet capacitif du transformateur, surtout en HF ;
- **La température et l'humidité** : ces paramètres agissent sur la résistivité des conducteurs et sur la quantité d'eau présente dans le diélectrique ;

- **La position du régleur en charge** : le nombre de spires en service interfère sur l'inductance magnétisante  $L_{\mu}$ , et la structure interne des enroulements. En présence d'un tel système, une mesure doit toujours être prise avec le maximum, puis le minimum de prises en service ; attention aux régleurs inverseurs !  
Avec un régleur hors charge seule une mesure avec la prise en service est effectuée ;
- **Le couplage des enroulements** : les mesures doivent toujours être menées dans les mêmes conditions de couplage, afin de préserver l'interaction entre les enroulements (l'effet d'induction mutuelle), et les références de potentiels (point neutre à la terre, point neutre libre..). Toutefois, la norme préconise dans la mesure du possible que les relevés soient effectués enroulements ouverts. Cela, afin de ne pas subir l'influence des autres enroulements, également traversés par une partie du courant injecté (cas des couplages triangle, zig-zag...). ;
- **Le sens de la mesure** : l'injection et la mesure doit toujours être effectuée aux mêmes points sur l'enroulement. Une inversion engendre une mesure erronée, en raison d'une modification de la connectique ;
- **La mise à la terre des cuves** : la présence de potentiels de masse flottants va induire des perturbations du signal aux hautes fréquences.

**b) – Les sources d'erreurs initiées par l'opérateur et l'appareil de mesure :**

- **Les techniques de mise en œuvre de l'appareil divergent** d'un constructeur à l'autre. Bien que le principe reste identique, certains appareils travaillent avec des niveaux de tension plus ou moins élevés. Une augmentation de la tension fera circuler un courant magnétisant plus important, l'effet d'hystérésis rendra l'inductance  $L_{\mu}$  non linéaire. De même, la différence de précision, de calibration, des techniques de connexion et de mise à la terre, ont une influence sur la mesure. Si la norme fixe les règles de compatibilité entre systèmes de mesure, il faut faire preuve de discernement lors de la comparaison des courbes provenant de matériels différents.

- **Chaque opérateur a une approche différente**, qui découle de ses expériences passées et de sa maîtrise technique. Afin d'assurer la répétabilité des tests, il est important d'identifier clairement les opérations et les spécificités rencontrées : notamment au niveau des connexions adoptées pour les cas non-standards (la prise de clichés sera une aide précieuse au futur intervenant).

A ce titre, l'opérateur doit toujours avoir une idée du résultat attendu et être critique vis-à-vis de la mesure obtenue. Malheureusement un bon nombre d'erreurs ne sont détectés que plus tard, au moment de l'interprétation au bureau !

### c) - Les facteurs aléatoires affectant la répétabilité :

- **Le champ rémanent** : la circulation d'un courant continu à travers les enroulements, va polariser le circuit magnétique. L'annulation du courant va maintenir une aimantation résiduelle en raison de la non-relaxation des domaines de Weiss : l'aimantation rémanente influence l'inductance magnétisante qui caractérise le circuit magnétique.

Il est préférable de réaliser des essais en courant continu après la mesure SFRA, à moins que l'appareil d'injection de courant continu possède un système de dépolarisation.

- **Les interférences électromagnétiques** : la présence de champ magnétiques importants (lors du démarrage moteur par exemple), d'arcs électriques, et autres phénomènes rayonnants, sont captés par le dispositif de mesure et le transformateur par effet d'antenne. Le phénomène se caractérise par une discontinuité de la courbe, montrant une franche modification de l'amplitude du signal de mesure sur une plage de fréquence propre au spectre harmonique du rayonnement.

C'est pour cette raison que la norme préconise des méthodes de connexion au niveau traversées : « [...] *les parties non blindés des câbles coaxiaux doivent être les plus courts possibles, la tresse de mise à la terre vient tangenter la traversée.* »

Face au nombre élevé des facteurs d'erreur, la mise en œuvre de la mesure requiert une vigilance particulière de l'intervenant. Il doit s'appuyer (si elle existe) sur une base documentaire exhaustive, reprenant les courbes de référence, et les renseignements sur l'exécution des essais antérieurs. **La prise en compte de ces éléments assure la qualité du diagnostic et fait la clé du succès de cette méthode.**

### 3.2.5.2.2 Technique de mesure et principes physiques mis en œuvre

Cette méthode de diagnostic se base sur l'analyse des diagrammes de Bode en amplitude et en phase. Les courbes de réponse s'obtiennent par l'injection d'une tension sinusoïdale d'excitation sur l'extrémité d'un enroulement. La mesure du signal de réponse s'obtient à l'autre extrémité (figure 50).

Cette configuration, menée pour chaque enroulement, est nommée « **mesure normale** ». Elle permet une première approche analytique.

Compte tenu du nombre d'enroulements d'un transformateur, il est nécessaire d'effectuer au minimum :

- 2 mesures pour un transformateur ou autotransformateur monophasé ;
- 6 mesures pour un transformateur ou autotransformateur triphasé avec primaire/secondaire ;
- 9 mesures pour un transformateur ou autotransformateur triphasé avec primaire/secondaire/tertiaire...

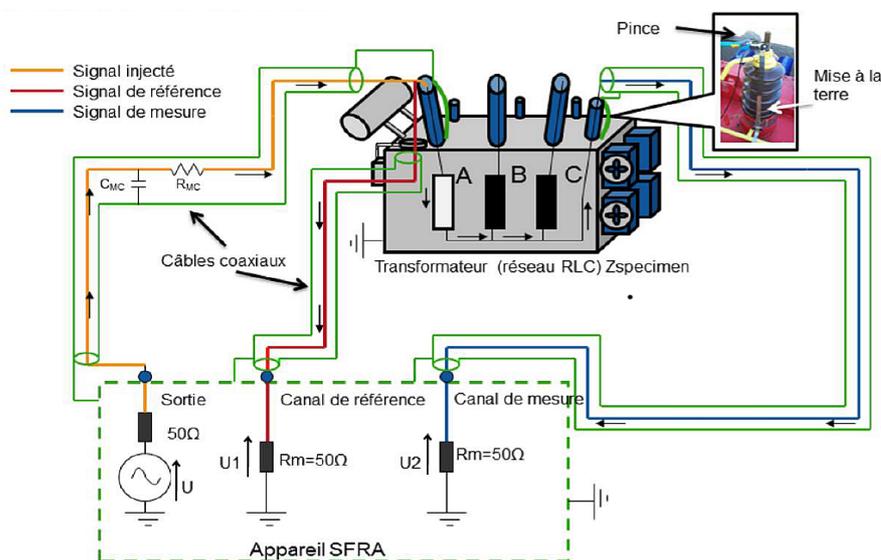


Figure 50: Montage de mesure pour un enroulement HT d'un transformateur Yx [Source Omicron FRAnalyser]

- En présence d'un régleur en charge 3 mesures supplémentaires sont nécessaires.

En fonction des besoins, d'autres configurations sont possibles. J'évoquerai leur intérêt dans la suite de cet exposé.

Chaque dipôle du modèle équivalent du transformateur possède sa propre courbe de réponse harmonique. La réponse d'une inductance et d'une capacité élémentaire est représentée (figure 51) :

- Lorsque l'inductance diminue, le point d'inflexion de la courbe se déplace vers les HF, et la fonction de transfert (FT) tend vers  $-\infty$  quand  $f \rightarrow +\infty$ .
- Au contraire, si la capacité diminue, le point d'inflexion se déplace vers les HF, mais la pente est inversée, et la FT tend vers 0 quand  $f \rightarrow +\infty$ .

Dans les schémas figure 13 & 14, la valeur des composants sont tels que :

- Pour les inductances :  $L_\mu > M > l_{1,2} > l_{1,2...n}$ ;
- Pour les capacités :  $C_{1,2} > C_{HL} > C_{S1,2} > C_{1,2...n}$

Ainsi, sur toute la plage de fréquence de mesure, je vais pouvoir visualiser les différents composants du système.

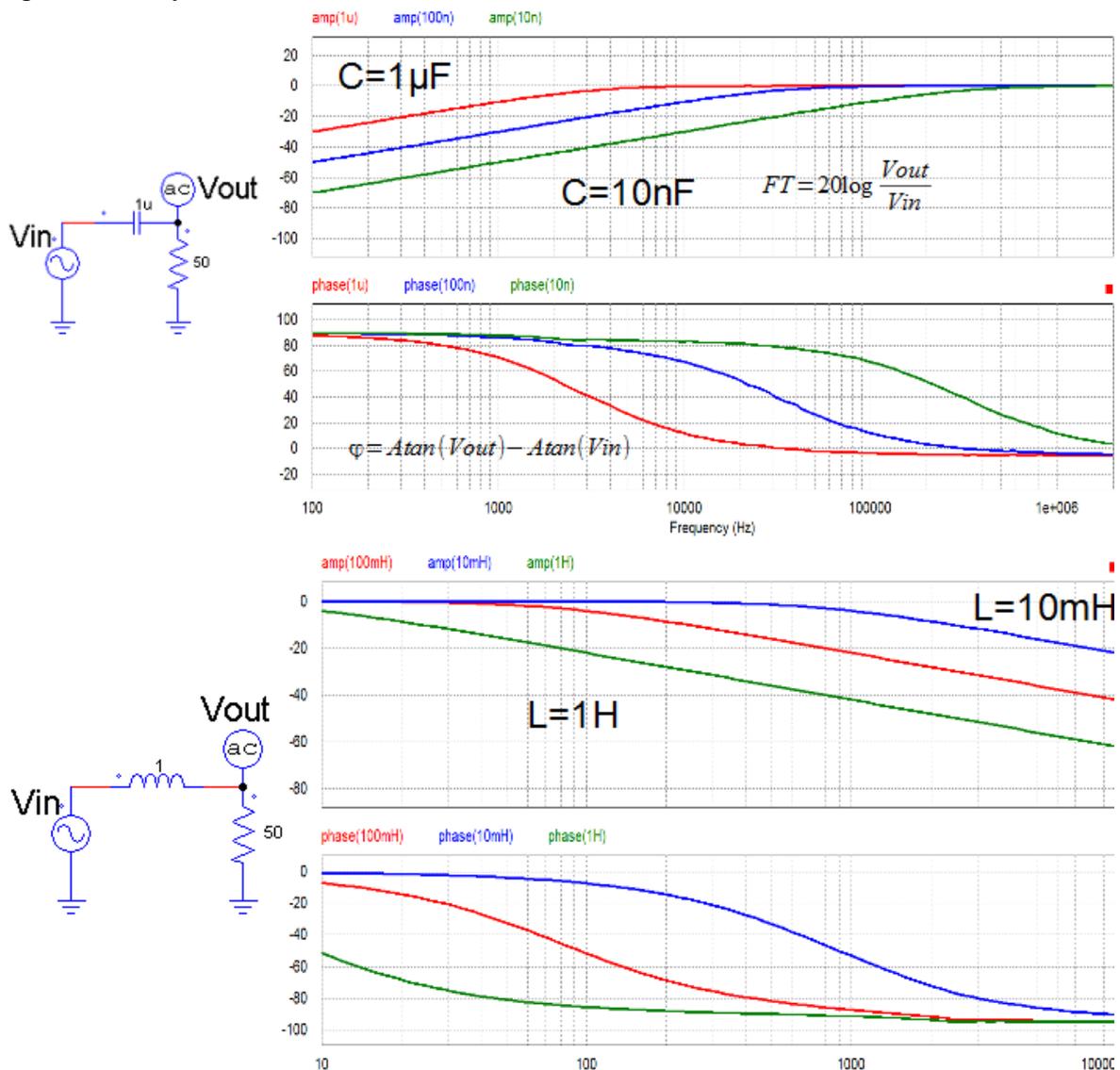


Figure 51: Réponse en fréquence d'une inductance et d'une capacité

L'imbrication des différents éléments créent des filtres passe-bande (circuit RLC série), et des filtres réjecteurs de bande (circuit RLC parallèle) (figure 52).

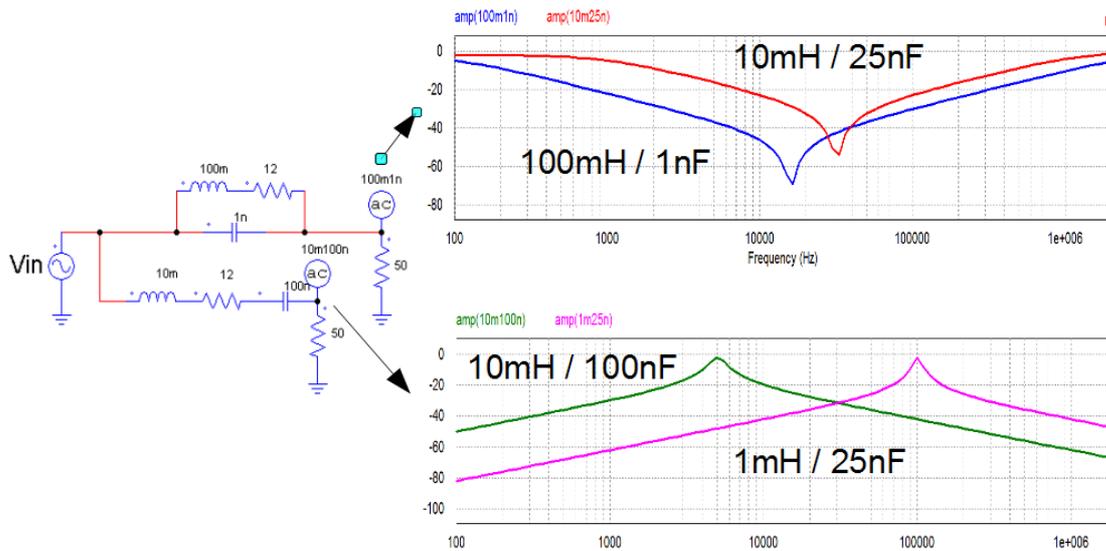


Figure 52: montage réjecteur de bande et passe bande du second ordre

La fréquence de résonance, pour le maximum d'impédance ou d'admittance est donnée par :

$$f = (2\pi\sqrt{LC})^{-1} \quad (41)$$

De même, le transformateur est une composition de ces différents filtres.

La figure 53 montre l'effet de compensation des asymptotes dans un plan semi-log.

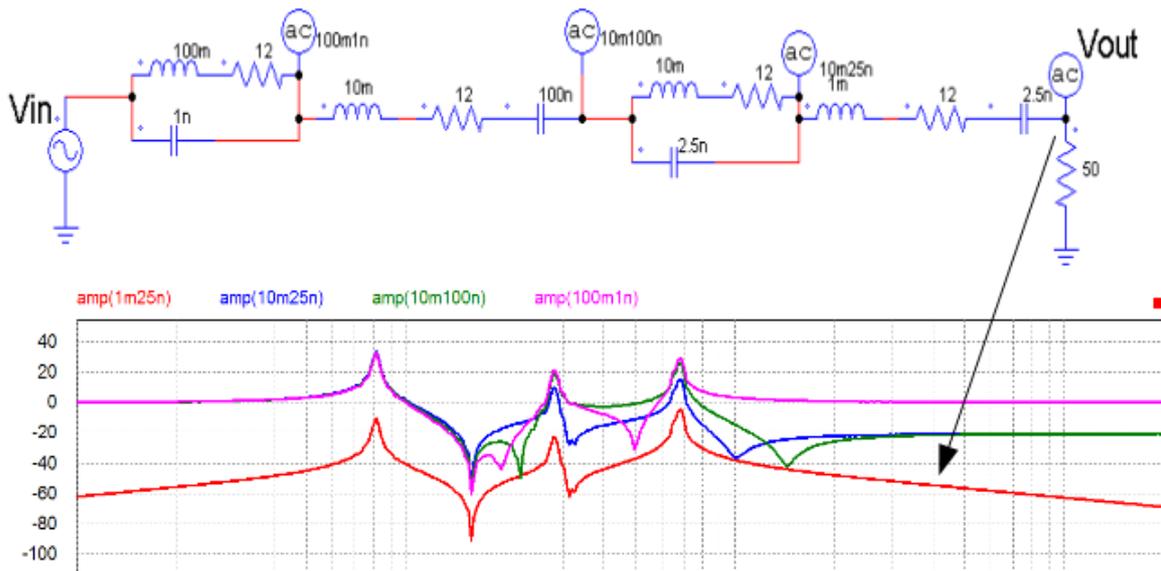
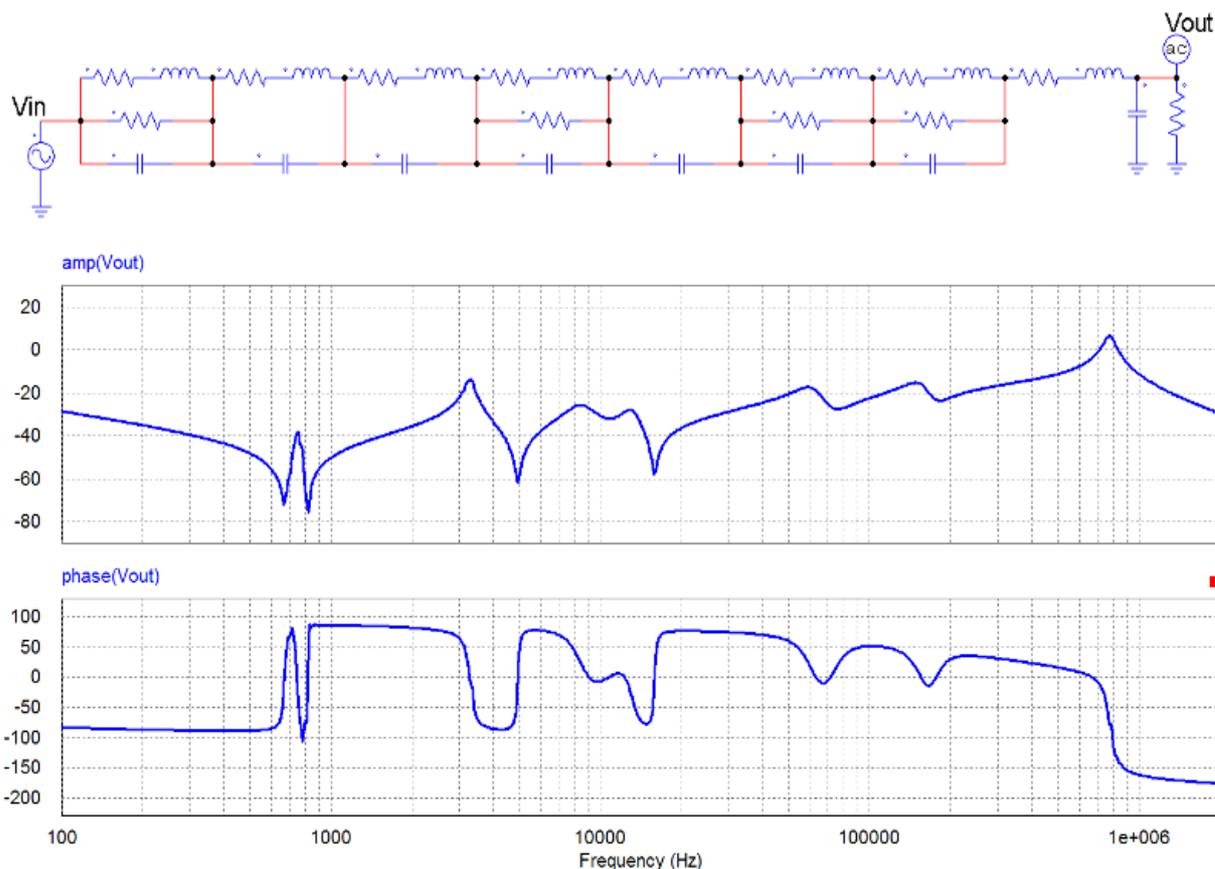


Figure 53: Composition de filtres passe-bande et réjecteur de bande

La théorie des quadripôles montre que la fonction de transfert global, est le produit des fonctions de transferts élémentaires. Je peux construire la courbe complète d'un transformateur par l'accord des résonances et anti-résonance d'une succession de quadripôles élémentaires.

La *figure 54* a été déterminée à partir d'une réponse d'un transformateur de référence (sous-station 33MVA 69kV/23kV).

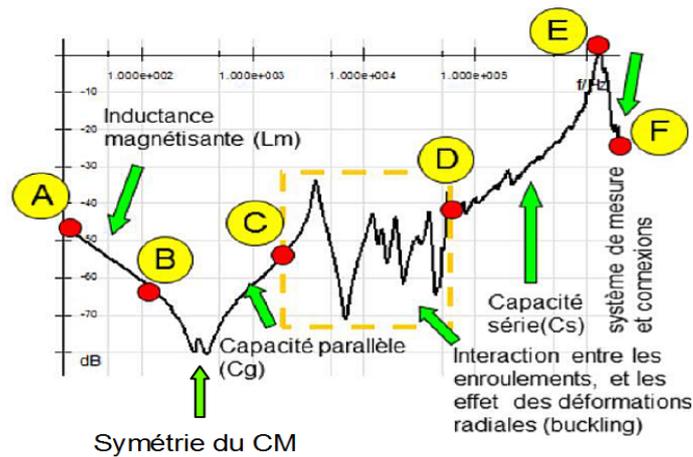


**Figure 54: Simulation des traces SFRA d'un enroulement HT d'une sous-station**

Ce modèle m'a permis d'effectuer des simulations de défaut, et d'approcher une problématique réelle.

Il démontre en premier lieu l'évolution graduelle des valeurs des quadripôles élémentaires ; chacun permet de sectoriser la courbe de réponse en zones d'influence.

Ceci amène à l'étude des différentes plages de fréquences et un ciblage des défaillances (figure 55).



**Figure 55: Réponse fréquentielle typique d'un enroulement HT [source Omicron]**

- **La zone A-B :** entre 20Hz et 200Hz on retrouve la partie asymptotique de la réponse d'un filtre inductif de forte inductance. Elle se réfère à  $L_{\mu}$  de l'ordre de plusieurs Henry ( $X_{\mu}$  de 30 à 50 pu) ;
- **La zone B-C :** se réfère à la géométrie du circuit magnétique et se situe entre 200Hz et 2kHz. Elle est en forme de « V » pour la réponse de la colonne centrale, car les lignes de champ parcourent un chemin identique dans les colonnes contiguës d'où une réluctance égale.  $L_{\mu}/C_1$  ne présente alors qu'une seule fréquence d'anti-résonance.

Elle est en forme de « W » pour les réponses des colonnes extérieures, car les lignes de champ parcourent deux chemins de réluctance différents (par la colonne centrale  $\Phi_1$ , et par la colonne opposée  $\Phi_2$ ). Ainsi, les couples  $L_{\mu_1}/C_1$  en série avec  $L_{\mu_2}/C_1$  ( $\Phi_1+\Phi_2$ ), donnent naissance à deux fréquences d'anti-résonance. Ces formes sont caractéristiques des transformateurs 3 colonnes ; elles diffèrent pour des transformateurs cuirassés. La magnétisation résiduelle du noyau a également une influence dans cette région.

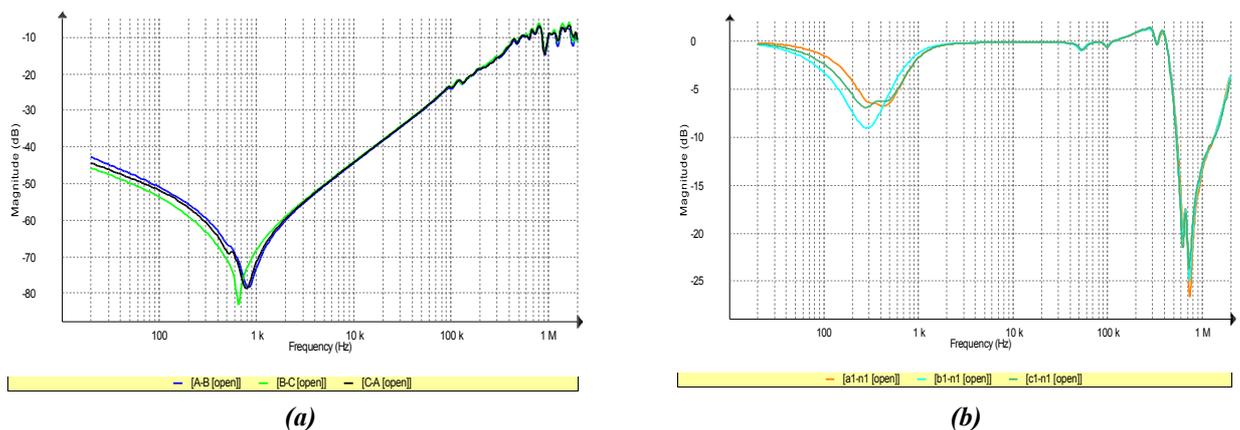
La figure 56 montre l'influence des colonnes extérieures qui est ici peu marqué, car le couplage triangle au primaire étouffe la dissymétrie des colonnes. Elle est plus marquée au secondaire couplée en étoile.

- **Le point C :** la zone située autour du point C représente une portion d'asymptote de pente  $>0$  due à  $C_1$  ou  $C_i$  capacité d'enroulement et capacité terre  $C_g$  (figure 34).
- **La zone C-D :** se situe entre 2kHz et 20kHz. Elle se réfère à l'interaction entre enroulements due aux inductances mutuelles, et aux capacités  $C_{HL}$ .

Le champ électrique et le champ magnétique sont dépendant de la distance. Ainsi, toute altération de la géométrie de l'enroulement, va entraîner une évolution localisée du champ électromagnétique subit par les conducteurs, donc une modification des inductances et des capacités. L'allure de la courbe est également influencée par le couplage et l'agencement des enroulements.

La figure 55 est représentative d'un autotransformateur avec ses pics de résonance distinct, caractéristiques.

- **La zone D-E :** se situe entre 20kHz et 1MHz. Elle se réfère à la structure de l'enroulement (géométrie inter-spire) modélisée par les  $l_{1,2...n}$  et  $C_{s1,2}$  ou  $C_{1,2...n}$ , (figure 13 et 14). Dans cette région, les capacités séries  $C_s$  sont les facteurs les plus influents, et déterminent la forme de la réponse. Un transformateur dont les enroulements HT sont de construction entrelacées ou en galette, présente une capacité  $C_{s1}$  plus importante. Ces configurations montrent typiquement une amplitude croissante avec peu de résonance. De même, l'enroulement BT avec  $C_{s2}$  faible présente une amplitude plate (figure 56).

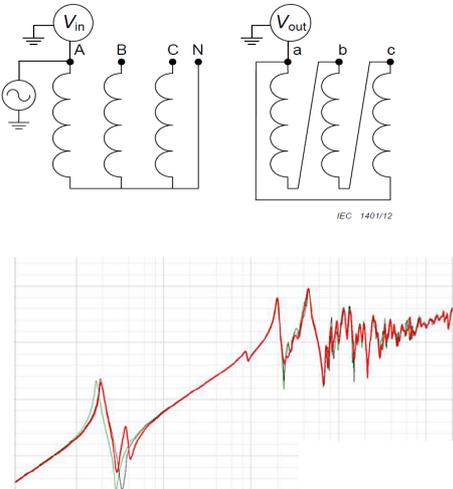
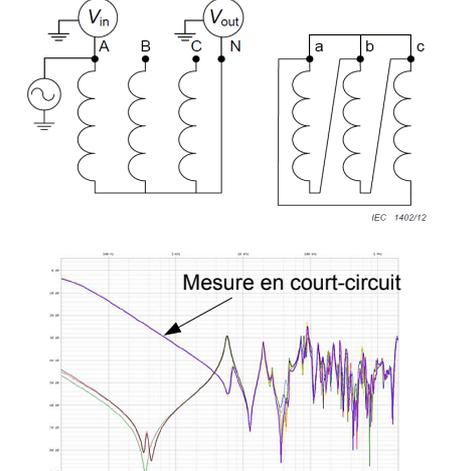


**Figure 56: Représentation d'une mesure FRA sur un transformateur ONAN 1250kVA 20kV/400V sain.**  
**Trace en amplitude enroulements HT (a)**  
**Trace en amplitude enroulements BT (b)**

- **La zone E-F** : supérieure à 1MHz caractérise l'état de la connectique. Elle est la moins reproductible. Les pics de résonance et d'anti-résonance sont dues aux inductances et capacités de connexions. Au vue des fréquences importantes, cette zone est souvent parasitée, et est très sensible à la mauvaise connexion du système de mesure. Cette zone est quasi inexploitable dans le cadre du diagnostic. Pour évaluer l'état des connexions il est plus judicieux d'utiliser une méthode présentée précédemment (mesure de continuité, FDD).

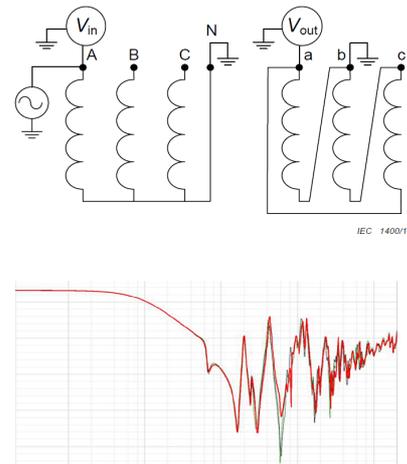
Outre la mesure normale, d'autres configurations sont possibles. Chacune requiert un intérêt pour le diagnostic. Ces mesures dites complémentaires sont résumées dans le *tableau IV*.

**Tableau IV: Mesures complémentaires.**

<p><b>La mesure capacitive</b> consiste à évaluer les capacités <math>C_{HL}</math>. L'allure est de type RC série. Elle permet de se focaliser sur le canal de fuite inter-enroulement qui s'apparente à un condensateur cylindrique dont la valeur dépend du rayon des enroulements<sup>7</sup>. Elle permet de se focaliser sur les déformations radiales.</p>	
<p><b>La mesure en court-circuit</b> consiste à évaluer l'inductance de fuite. Elle supprime l'effet des capacités secondaires, et élimine l'effet de l'inductance magnétisante, rendant l'inductance de fuite prépondérante. Elle permet de se focaliser sur l'état structural du bobinage de l'enroulement testé ainsi que sur la résistance de la connectique.</p>	

7 Capacité du condensateur cylindrique : 
$$C_{HL} = \frac{2\pi\epsilon \text{ hauteur bobine}}{\ln \frac{\text{Rayon secondaire}}{\text{Rayon secondaire} + \text{ecart interenroulement}}}$$

**La mesure inductive** entre enroulement réalisée sur 2 bobines adjacentes, permet d'évaluer la fonction de transfert du transformateur. En BF, elle donne le rapport de transformation. Elle permet d'évaluer la présence de spire en court-circuit (modification du rapport de transformation  $N_2/N_1$ ), ainsi que les déformations axiales, et l'affaissement des bobinages influençant le couplage magnétique.



### 3.2.5.2.3 L'exploitation des mesures

La méthode d'analyse est basée sur l'étude comparative des réponses en fréquence. L'approche s'apparente à celle utilisée en matière d'analyse vibratoire sur les systèmes de transmission mécanique.

Les meilleurs résultats sont obtenus lorsque les mesures sont comparés à des courbes de réponses antérieures. Mais dans la plupart des cas, les demandes clients sont destinées au parc de machines déjà en exploitation. C'est pourquoi, dans le cadre de mes démarches commerciales, j'encourage vivement les exploitants à réaliser une mesure de référence dès à présent sur les machines saines, afin de disposer d'une base de comparaison.

En cas d'absence d'historique, le diagnostic peut s'appuyer sur le tracé d'une machine de construction identique. Mais pour cela, une vigilance particulière doit être portée sur l'état de l'appareil de référence pendant la mesure (répétabilité), de la configuration des enroulements, et des modifications ou améliorations éventuelles apportées sur la série. Toute nuance peut effectivement entraîner un diagnostic erroné.

Un comparatif entre phase peut également être mené, mais leur différence constructive intrinsèque doit être prise en compte (position des bobines, longueur des conducteurs...).

L'une des approches rationnelle du processus d'évaluation le plus souvent conseillé commence par l'observation de la forme globale des deux courbes. Elle porte ensuite, sur la modification du nombre de résonance et d'anti-résonance ; puis enfin sur la translation en fréquence et en amplitude de la courbe de réponse.

A ce titre, la norme américaine (FIST, 2003) considère qu'une défaillance est possible lorsqu'un écart entre mesure et référence est tel que  $|\varepsilon| > 3\text{dB}$ .

Il n'existe pas à proprement parlé de recette spécifique dans l'interprétation des données. Seule une publication du Cigré (DE NIGRIS, 2004) et la norme chinoise DL/T 911-2004 basée sur l'analyse de corrélation de courbes par covariance, proposent une démarche d'évaluation. C'est d'ailleurs sur cette dernière que s'appuient les logiciels d'exploitation des appareils de mesures. A partir d'une analyse statistique, et des calculs d'écart, ils parviennent à cibler de domaine de fréquences incriminé, mais ne donnent pas l'objet de la distorsion observée.

Il appartient toujours à l'opérateur d'établir le diagnostic, et de déterminer le mode de défaillance.

Afin de disposer d'une base de travail pour l'analyse des courbes, j'ai établi une base de données reprenant les courbes de réponses des avaries majeures.

Pour ce faire, j'ai rassemblé une quarantaine de cas d'avaries exposées dans diverses publications. Ils m'ont permis d'établir par recoupement, un tableau exposant les principales tendances des réponses en fréquence. De cette étude, découlent les *annexes 2 et 3*, qui permettent à partir des changements constatés dans la mesure normale, de déterminer l'origine de l'avarie ; et proposent en outre les mesures complémentaires adéquates à asseoir le constat.

#### **3.2.5.2.4 Conclusion sur la méthode de diagnostic par SFRA :**

La méthode de diagnostic par SFRA est **une méthode non intrusive**, capable de détecter les défaillances intérieures d'un transformateur de puissance sans avoir recours à l'inspection interne, cela grâce à l'analyse des courbes de réponse en fréquence propres à chaque enroulement.

L'évaluation s'effectue par **comparaison à des courbes de références**. Elle trouve toute son objectivité lorsque les mesures sont confondues aux relevés issus du même transformateur effectués à réception sur site ; ce qui est peu courant au vu d'un parc de machines assez ancien dans la région.

L'intérêt particulier qu'elle suscite chez le client est **d'assurer le suivi du parc de machine** : son objectif est d'anticiper la défaillance d'un poste de transformation, en détectant par avance la dégradation interne d'une partie active.

Pourtant, tout comme la mesure du FDD, l'enthousiasme dont ils font part s'estompe lorsque je leur décrit mes besoins pour l'essai. Ici également, le frein au développement est de caractère temporel plus que technique, car le temps d'indisponibilité de la machine lié au démontage de tous les conducteurs et auxiliaires raccordés sur le transformateur.

Au delà des mesures réalisées sur les transformateurs, la SFRA permet d'envisager toute demande nécessitant l'évaluation d'une fonction de transfert : l'évaluation d'un filtre harmonique passif par exemple.

Le diagnostic de machines tournantes fait aujourd'hui l'objet de recherche, mais son développement se heurte à leurs caractéristiques constructives, qui posent des problèmes de répétabilité et d'analyse de courbe de réponse en raison de la distribution angulaire des enroulements, et du positionnement du rotor (PLATERO et BLAZQUEZ, 2012).

#### **3.2.5.2.5 Mise en pratique personnelle de la SFRA**

Pour l'heure, l'unique mission de terrain relative au diagnostic SFRA que j'ai eu à réaliser (hors mis les recherches et essais pour l'élaboration de ce mémoire), fait suite à la demande de la société DIEHL Metering à Saint Louis (68), soucieuse d'avoir un suivi de son transformateur HTA / BT, stratégique dans le cadre de leur processus d'injection plastique.

L'objectif de cette intervention était d'établir un point zéro pour son suivi dans le temps. Les empreintes seront à refaire à intervalle régulier ou après tout événement susceptible d'avoir endommagé le transformateur (impact de foudre, court-circuit proche, choc mécanique, etc...). J'en ai profité pour faire une première étude comparative entre enroulements.

La machine est un transformateur triphasé de 2003 d'une puissance de 1250kVA Dyn11 étanche, dont les tensions primaires peuvent être comprises entre 20kV et 12,5kV. La prise de réglage fixe est réglée telle que la tension d'alimentation est de 12,75kV, en raison de cette spécificité régionale qui fait qu'historiquement l'entreprise est alimentée par le réseau suisse 13kV ! La tension secondaire est de 410V.

Afin d'avoir une base de donnée complète, outre la mesure dite « normale », j'ai également réalisé les mesures complémentaires, soit au total 15 mesures en 3 heures. Le diagnostic a été mené à l'aide d'un analyseur FRAX 101 de la société Megger.

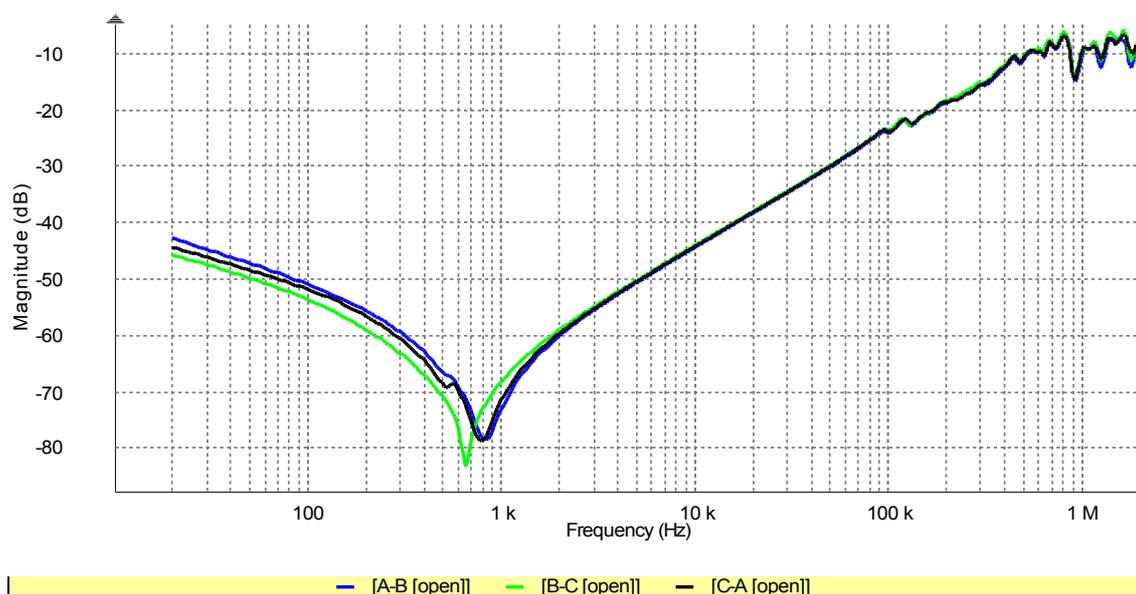
Voici les résultats de l'analyse, appuyés par le résultat de la comparaison des empreintes selon les critères de la méthode d'analyse DL/T 911-2004 dans les 3 bandes de fréquence de la norme (1 kHz à 100 kHz, 100 kHz à 600 kHz, 600 kHz à 1 MHz) *tableau V*. « R » représente le taux de corrélation.

**Tableau V : Interprétation selon la norme DL/T 911-2004, China 2005-06-01.**

	Altération sévère	Altération évidente	Altération légère	Normal
<b>R-LF</b> (1kHz-100kHz)	$R-LF < 0,6$	$0,6 \leq R-LF < 1$	$1 \leq R-LF < 2$	$2 \leq R-LF$
<b>R-MF</b> (100kHz-600kHz)	/	$R-MF < 0,6$	$0,6 \leq R-MF < 1$	$1 \leq R-MF$
<b>R-HF</b> (600kHz-1MHz)	/	/	/	$0,6 \leq R-HF$

- Mesure normale entre les enroulements A-B, B-C, C-A, secondaire ouvert :

Rappel : Le but de ces mesures est de vérifier l'état du circuit magnétique et des enroulements primaires du transformateur ; de rechercher des défauts entre les enroulements primaires.



**Figure 57: Mesure normale entre les enroulements A-B, B-C, C-A, secondaire ouvert  
- Diehl 1250kVA 13kV/410V -**

Analyse automatique selon la DL/T 911-2004 (cf tableau V) :

Tableau VI : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure normale primaire.

	Name	R <sub>LF</sub>	R <sub>MF</sub>	R <sub>HF</sub>	
R <sub>12</sub>	[A-B [open]] – [B-C [open]]	3.15	3.12	1.93	Normal
R <sub>23</sub>	[A-B [open]] – [C-A [open]]	4.16	2.76	1.83	Normal
R <sub>13</sub>	[B-C [open]] – [C-A [open]]	3.47	2.68	2.20	Normal

L'étude de la mesure « normale » au primaire ne montre aucune distorsion. Le décalage des courbes [A-B] et [C-A] par rapport à la courbe [B-C], intervenant entre 400 et 2000 Hz, est dû à l'asymétrie constructive du circuit magnétique et des enroulements (cf figure 33).

Les courbes des mesures [A-B] et [C-A] se superposent car le relevé s'effectue sur les enroulements placés sur les colonnes extérieures, alors que le relevé [B-C] s'effectue sur la colonne centrale (figure 58).

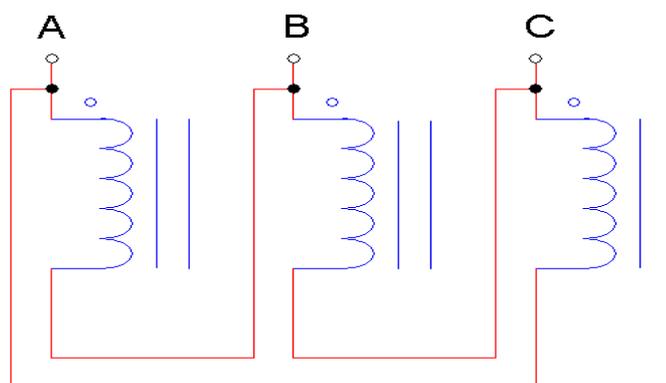


Figure 58: Disposition des enroulements transformateur Dy11

L'effet de symétrie du circuit-magnétique est moins marqué (allure en forme de « W » entre 200 Hz et 2kHz) en raison de la configuration des enroulements couplés. N'ayant pu procéder au découplage des bobines car il est réalisé par des connexions internes pour ce type de machine, la propagation du signal d'injection et la réception du signal de mesure se fait également à travers les enroulements non testés qui se matérialise par la présence de 2 inductances en série influençant le trajet des lignes de champ.

- Mesure normale entre les enroulements A-B, B-C, C-A, secondaire ouvert :

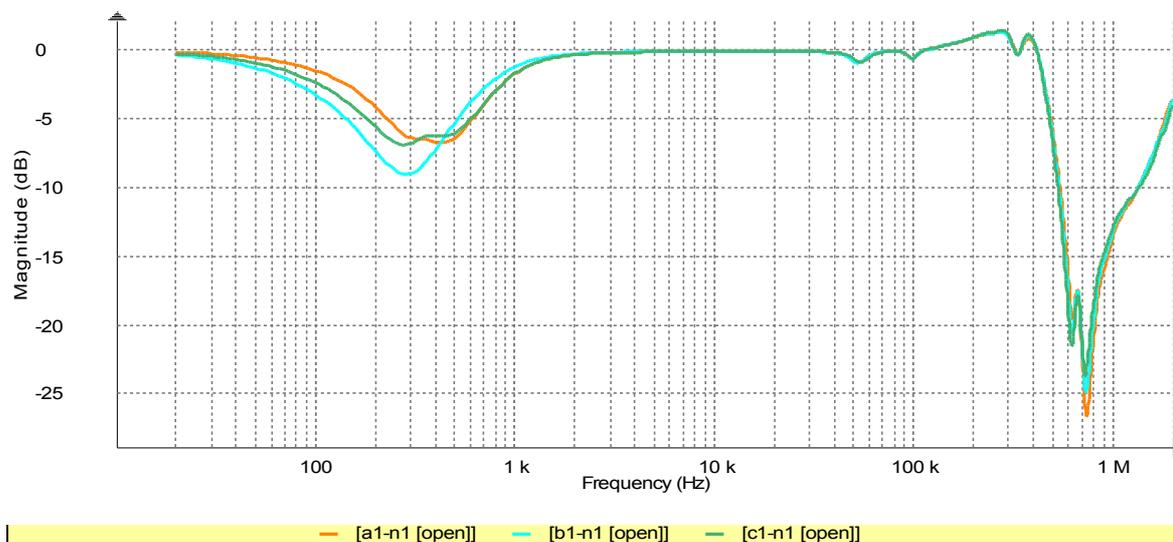
Rappel : Le but de ces mesures est de vérifier l'état des enroulements secondaires et de rechercher des défauts entre les enroulements (figure 59).

Analyse automatique selon la DL/T 911-2004 :

**Tableau VII : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure normale secondaire.**

	Name	R <sub>LF</sub>	R <sub>MF</sub>	R <sub>HF</sub>	
R <sub>12</sub>	[a1-n1 [open]] - [b1-n1 [open]]	1.48	3.57	1.54	Light Distortion
R <sub>23</sub>	[a1-n1 [open]] - [c1-n1 [open]]	2.05	3.68	0.92	Normal
R <sub>13</sub>	[b1-n1 [open]] - [c1-n1 [open]]	1.29	3.98	1.48	Light Distortion

L'analyse des courbes nous montre également l'asymétrie des enroulements sur le circuit magnétique entre 400 et 2000 Hz.



**Figure 59: Mesure normale entre les enroulements a-n, b-n, c-n, primaire ouvert  
- Diehl 1250kVA 13kV/410V -**

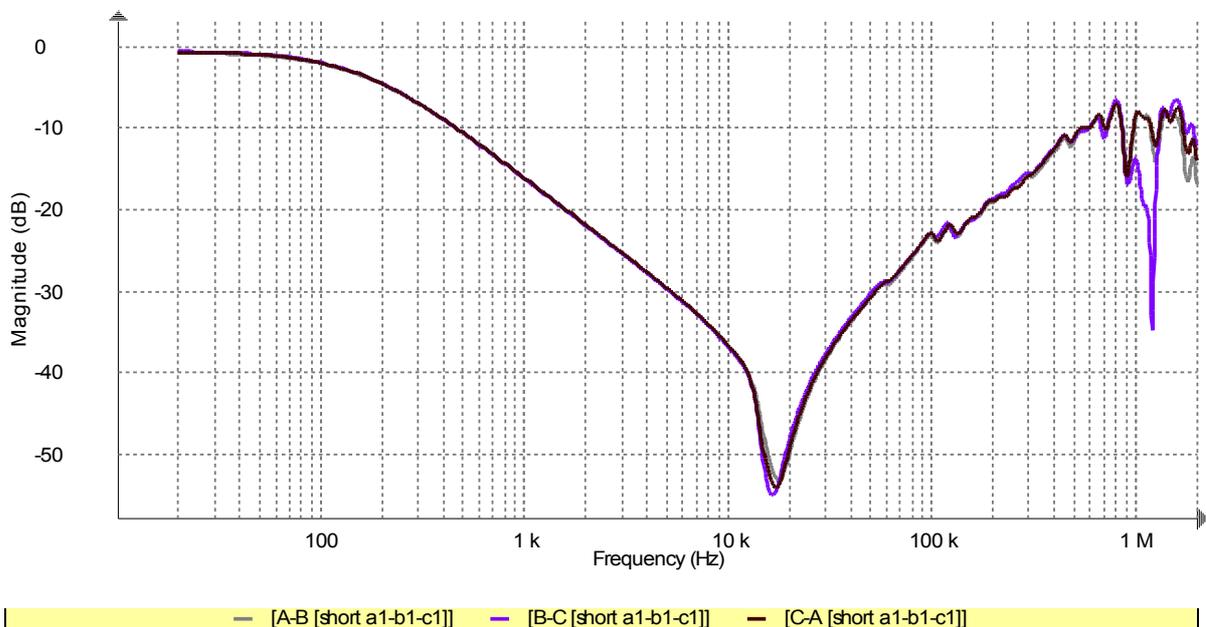
Bien que l'analyse de corrélation note une légère distorsion, la correspondance entre les taux de variation entre courbes quasi identiques, n'est pas un signe remarquable.

En effet, cette déviation ne permet pas de conclure sur l'état du circuit magnétique. Compte tenu de la construction des enroulements BT (nombre de spires inférieur à l'enroulement HT, donc

inductance plus faible), l'excitation du noyau magnétique par le signal injecté n'est pas optimal. A ce titre, l'état du circuit magnétique s'évalue principalement lors de l'injection sur les enroulements HT.

- Mesure entre les enroulements A-B, B-C, C-A, secondaire en court-circuit :

Rappel : Le but de cette mesure est de supprimer l'influence du circuit magnétique et se focaliser sur le canal de fuite et l'état des enroulements primaires du transformateur en supprimant l'influence des capacités secondaires (figure 60).



**Figure 60 : Mesure secondaire en court-circuit .  
- Diehl 1250kVA 13kV/410V -**

L'analyse automatique selon la DL/T 911-2004 est donnée à titre indicatif *tableau VIII*.

**Tableau VIII : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure secondaire en court-circuit.**

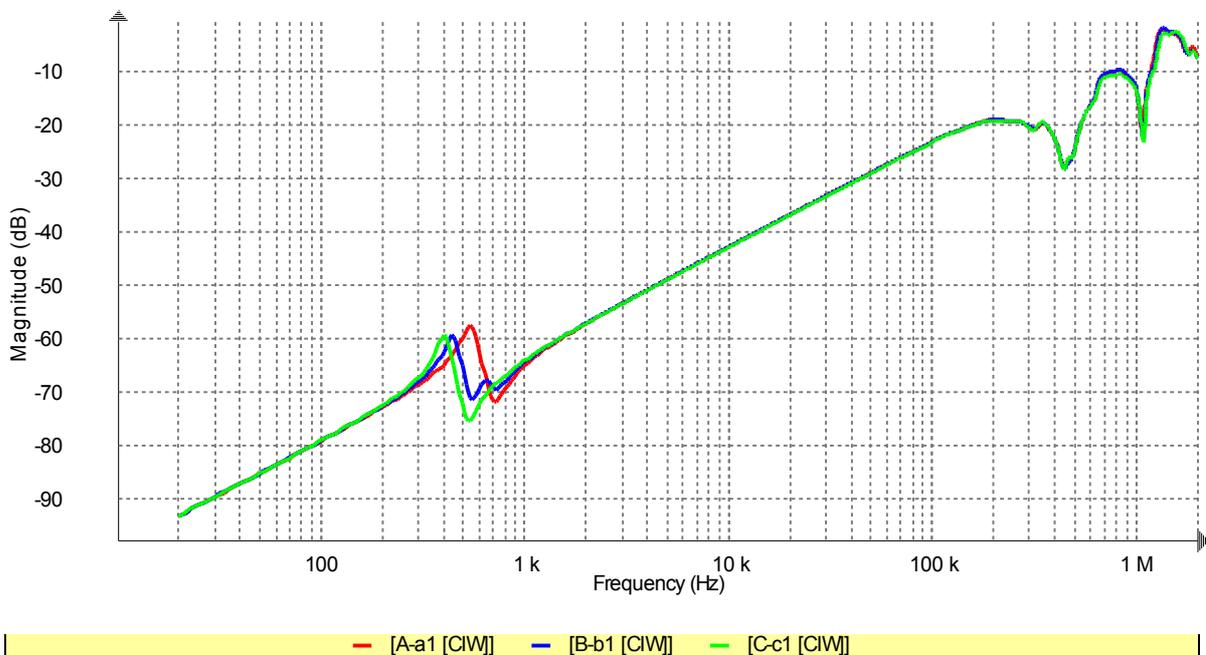
	Name	$R_{LF}$	$R_{MF}$	$R_{HF}$	
$R_{12}$	[A-B [short a1-b1-c1]] - [B-C [short a1-b1-c1]]	2.29	2.90	1.25	Normal
$R_{23}$	[A-B [short a1-b1-c1]] - [C-A [short a1-b1-c1]]	2.90	2.74	1.79	Normal
$R_{13}$	[B-C [short a1-b1-c1]] - [C-A [short a1-b1-c1]]	2.82	2.51	0.99	Normal

Les courbes des mesures se superposent jusque la fréquence de 1 MHz. Entre 1 et 2 MHz, la courbe de la mesure B-C est différente. Dans ce domaine de fréquence, les mesures montrent vraisemblablement un problème de connectique.

Ce soupçon s'est révélé exact suite à une analyse de l'huile, indiquant la présence d'une forte teneur en CO et CO<sub>2</sub> dissout dans le diélectrique, preuve d'un échauffement significatif.

– Mesure capacitive entre les enroulements A-a, B-b, C-c :

Rappel : Le but de ces mesures est de se focaliser sur la géométrie du canal de fuite et d'identifier les déformations radiales des enroulements HT / BT de chaque colonne du transformateur.



**Figure 61 : Mesure capacitive.**  
- Diehl 1250kVA 13kV/410V -

L'analyse automatique selon la DL/T 911-2004 est donnée à titre indicatif *tableau IX*.

**Tableau IX : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure capacitive.**

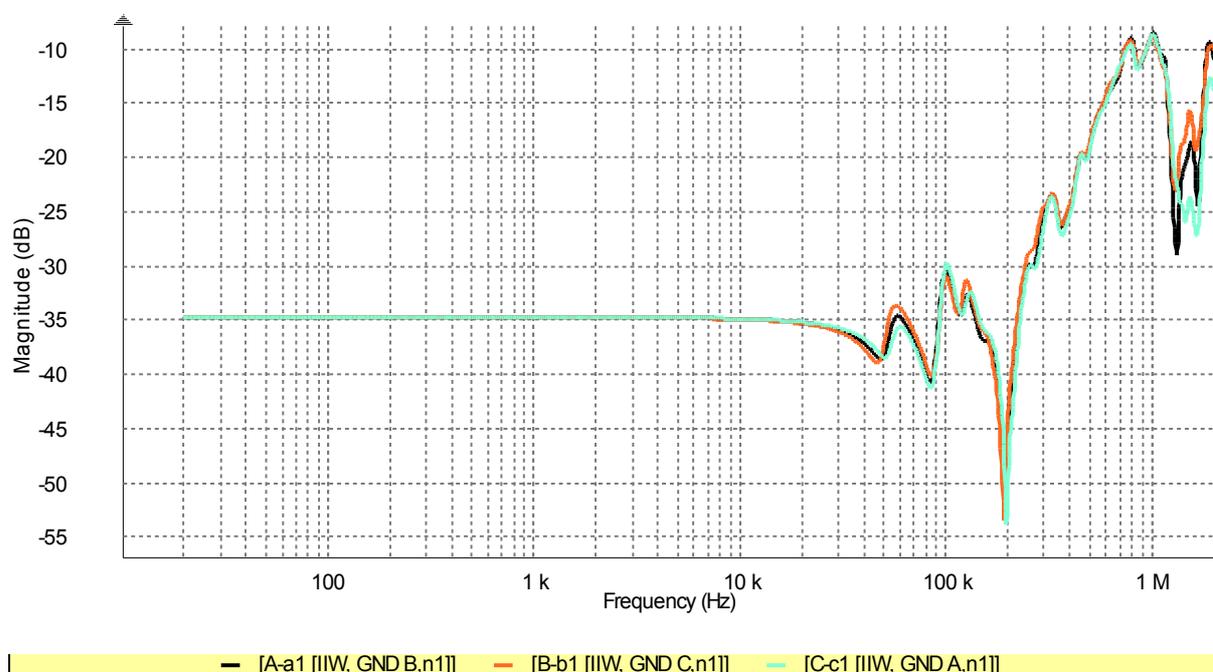
	Name	R <sub>LF</sub>	R <sub>MF</sub>	R <sub>HF</sub>	
R <sub>12</sub>	[A-a1 [CIW]] – [B-b1 [CIW]]	4.81	2.75	2.41	Normal
R <sub>23</sub>	[A-a1 [CIW]] – [C-c1 [CIW]]	4.29	2.84	2.40	Normal
R <sub>13</sub>	[B-b1 [CIW]] – [C-c1 [CIW]]	4.93	2.51	2.74	Normal

On retrouve de 300 à 1000 Hz distorsions constatées aux basses fréquences liées à l'asymétrie constructive du circuit magnétique (*à noter la cohérence des fréquences entre essais*).

Au delà, la parfaite superposition des courbes ne montre aucune modification structurelle des canaux de fuites et un grand soin apporté au calage et à l'imbrication des enroulements.

– Mesure inductive entre les enroulements A-a, B-b, C-c :

Rappel : Le but de ces mesures est d'évaluer le rapport de transformation par colonne, et d'identifier les déformations axiales des enroulements HT / BT.



**Figure 62 : Mesure capacitive.**  
- Diehl 1250kVA 13kV/410V -

L'analyse automatique selon la DL/T 911-2004 est donnée à titre indicatif *tableau X*.

**Tableau X : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure inductive.**

	Name	$R_{LF}$	$R_{MF}$	$R_{HF}$	
$R_{12}$	[A-a1 [IIW, GND B,n1]] – [B-b1 [IIW, GND C,n1]]	1.30	2.11	2.46	Light Distortion
$R_{23}$	[A-a1 [IIW, GND B,n1]] – [C-c1 [IIW, GND A,n1]]	1.49	1.92	1.54	Light Distortion
$R_{13}$	[B-b1 [IIW, GND C,n1]] – [C-c1 [IIW, GND A,n1]]	0.85	1.55	1.58	Obvious Distortion

Les courbes de mesure de 25 Hz à 10 kHz sont parfaitement horizontales et superposées : elles correspondent à la valeur du rapport de transformation colonne par colonne du transformateur. Ainsi, l'absence de défaut doit vérifier la relation :

$$m_{vc} = 10^{\frac{M(dB)}{20}} = \frac{V_2}{U_1}$$

où :

- $m_{vc}$  : est le rapport de transformation par colonne à vide ;
- $M(dB)$  : est l'amplitude du signal mesurée en BF ;
- $V_2$  : tension simple sur l'enroulement secondaire, car couplage étoile ;
- $U_1$  : tension composée sur l'enroulement primaire, car couplage triangle.

Application numérique :

$$m_{vc} = 10^{\frac{-35}{20}} = 0.018 \sim \frac{410/\sqrt{3}}{13000}$$

Fort de ce constat, nous pouvons affirmer que la continuité des spires de la machine n'est pas altérée.

Entre 30 et 200 kHz on constate quelques écarts entre les courbes. Ces écarts peuvent résulter d'une différence constructive (imperfection du calage axiale des enroulements). On retrouve également ce léger décalage dans la mesure en court-circuit (influence axiale sur le canal de fuite).

Entre 1 et 2 MHz, la courbe de la mesure C-c est différente. Dans ce domaine de fréquence, les mesures sont difficilement interprétables et sont liées à qualité de la connectique rendue difficile par l'implantation de la machine.

En conclusion, l'ensemble des relevés ont montré un transformateur sain, état rassurant pour le client.

Ces relevés constitue désormais la base de données d'état zéro pour de futures évaluation, à renouveler dans 5 ans ou après tout incident notable sur le réseau.

J'ai voulu intentionnellement à travers l'aspect très formalisé de ce paragraphe, proposer une trame destinée à l'élaboration des comptes rendus d'intervention. L'idée étant qu'après avoir mis en avant les principes d'analyses, que le futur intervenant dispose d'une base rédactionnelle de ses livrables.

## 4 LE DÉVELOPPEMENT DES MISSIONS D'ASSISTANCE TECHNIQUE EN ÉLECTROTECHNIQUE

Dans cette dernière partie, je vais aborder la stratégie de développement du service d'assistance technique en électrotechnique, que j'ai mis en place au sein de l'Apave Alsacienne à l'agence de Mulhouse. Elle découle de l'expérience d'une année passée en poste d'ingénieur chargé de développement, que j'occupe depuis mon embauche le 1<sup>er</sup> décembre 2014.

Outre les missions présentées précédemment, j'effectue dans ce chapitre un état des lieux général de l'ensemble des travaux menés durant cette année d'exercice, où partie de rien, les compétences acquises m'ont permis de transmettre mon savoir-faire afin que d'autres intervenants prennent aujourd'hui mon relais. Ainsi, je peux me consacrer à l'industrialisation de nouveaux produits et au déploiement sur le territoire de « l'Alsacienne ».

### 4.1 Le concept de développement

Le processus d'industrialisation d'une prestation s'inscrit dans une démarche générale de mise sur le marché d'un produit nouveau qui part, de la recherche, et se poursuit jusqu'au niveau de la production à échelle industrielle sur l'ensemble du territoire.

A travers le schéma *figure 57*, j'ai conceptualisé le processus auquel j'ai abouti, après la réalisation de plusieurs missions pilotes. Il s'articule autour de 7 idées :

- **recevoir et filtrer** les entrées ;
- **l'analyse et la compréhension** de la problématique ;
- **décider** le lancement du développement du produit ;
- **faire** ou assurer le développement ;
- **faire-faire** ou assurer la production par un collaborateur dans le cadre de son industrialisation ;
- **conseiller le client et vendre les produits.**

**L'ensemble des actions s'inscrit dans une relation de confiance entre le client et l'entreprise.**

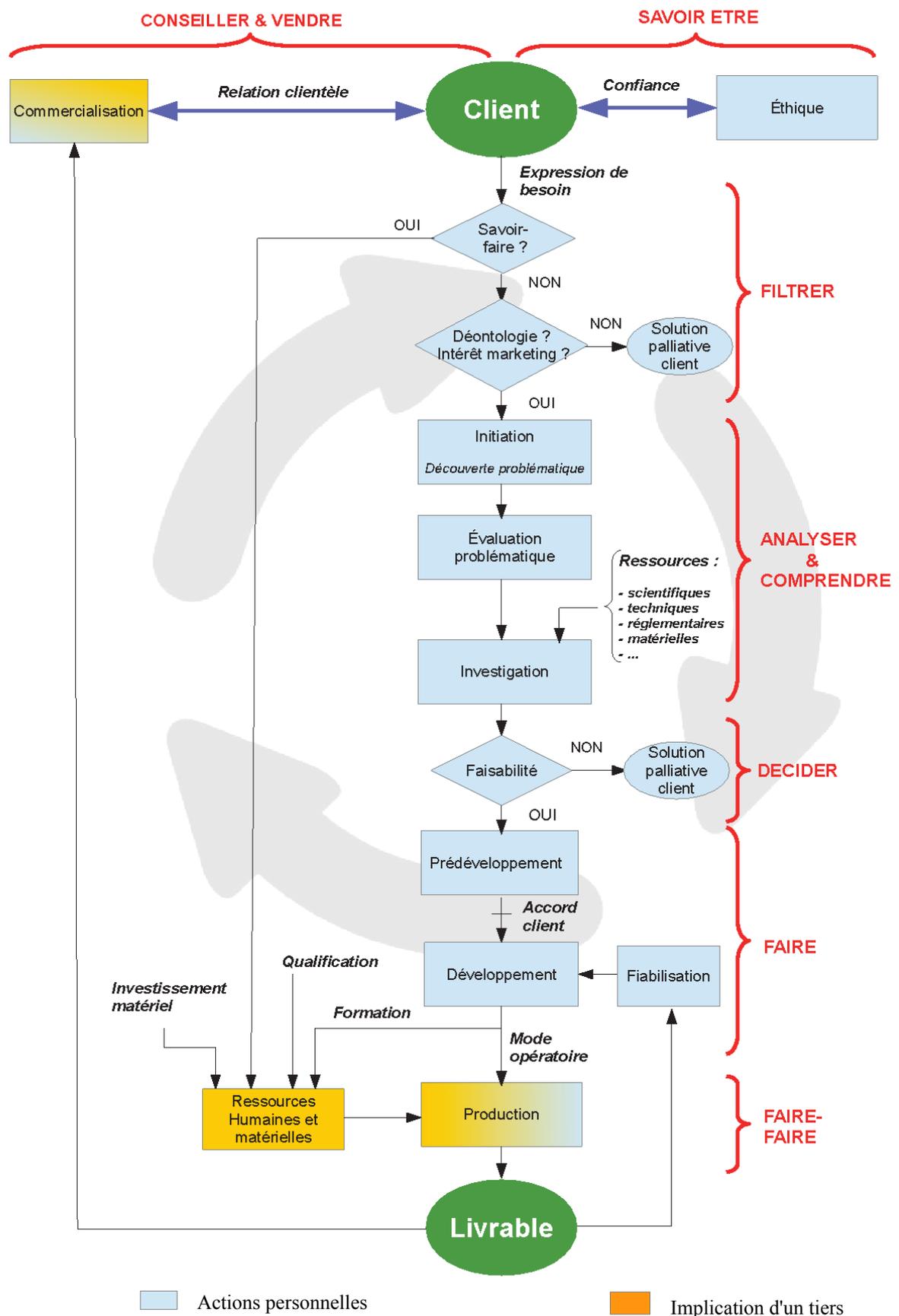


Figure 63 : Processus d'industrialisation des produits d'assistance technique.

Ce concept s'inspire entre autre, de la démarche que j'ai adoptée pour réaliser la toute première mission d'analyse du risque arc-flash<sup>8</sup>.

Ce projet de plusieurs mois de travail, est innovant pour l'Apave Alsacienne tant par son aspect technique, qu'international : il est en tout point le premier à être réalisé. Cette étude nous a été demandée par l'entreprise MSD filiale de Merck Industries, implantée à Luzern (Suisse).

Le procédé synthétise chaque étape du projet, lequel peut être extrapolé, et généralisé à l'ensemble des missions que nous sommes amenées à réaliser. Outre l'élaboration novatrice d'un produit, il met également en avant son intégration au cycle de production de industriel.

Mais il ne saurait y avoir de missions sans amorçage du processus, et pour cela, il s'agit dans un premier temps de manifester notre arrivée sur le marché de l'assistance technique auprès des entreprises.

#### **4.1.1 Se faire connaître**

Le contexte économique montre qu'il existe une attente grandissante des clients quant à l'amélioration de la performance de leurs équipements : à l'occasion de nouveaux investissements, de nouvelles externalisations, de changements de site, de projets de diversification, de réduction d'effectifs et de coût en optimisant leur politique de maintenance.

Notre objectif consiste à développer « l'Esprit » d'assistance technique aussi bien en interne qu'en externe, en proposant des prestations à forte valeur ajoutée sur le principe du gagnant-gagnant.

Ma stratégie repose sur l'investigation du marché selon 3 axes. Pour ce faire, je peux m'appuyer sur la notoriété d'Apave, puisqu'elle est aujourd'hui le premier organisme de maîtrise de risque et de formation professionnelle en Alsace.

---

8 **Analyse du risque arc-flash** : L'étude consiste à déterminer l'énergie incidente induite par un arc électrique sur le corps humain. Il en découle des moyens de prévention permettant de minimiser le risque lors de manœuvres d'appareillage ou de travaux sous tension.

Les démarches commerciales ont pour but la rencontre avec le futur client. Elles permettent non seulement de lui présenter les produits phares que nous mettons sur le marché, cet échange est également l'occasion d'un dialogue qui permet de mieux connaître son activité, et définir ses besoins.

Les principaux produits que nous cherchons à promouvoir sont :

- la maintenance des transformateurs ;
- le diagnostic préventif des câbles HT et BT ;
- la protection contre le risque d'arc électrique ;
- la recherche de défauts sur câbles enterrés ;
- la maîtrise des contrats d'énergie (gaz et électricité) ;
- de la perturbographie et de l'analyse de réseau,
- de l'étude de load-flow ;
- de l'assistance aux calculs des installations HT et BT en référence aux normes ;
- les essais de relais de protection HT.

L'intérêt des visites est également de mettre en corrélation toutes les enquêtes de terrain menées à ces occasions, afin de déceler des situations qui permettrait de développer un produit de niche, dont l'utilité pourrait être reconnue sur un panel d'entreprise similaire.

Ainsi, les 3 axes de prospection sont :

a) La communication :

Je travaille en collaboration avec le service commercial, avec qui j'ai adapté « les fiches laser » (support marketing Apave) et une campagne de mailing.

Cette action consiste à communiquer par mail notre arrivée sur le marché à des clients cibles, des secteurs :

- tertiaires non marchand : Santé, Défense, Recherche et éducation ;
- tertiaire marchand : Transport, service aux entreprises ;
- l'industrie de production : papeterie, agroalimentaire, équipementiers,...

- l'industrie de transformation : chimie, pharmaceutique, pétrole, métallurgique, construction électrique... ;
- les filières de production d'énergie : Nucléaire, Fossiles, les Énergies Renouvelables, transport d'énergie ;
- les comptes clés Apave.

Le déploiement de la tactique commerciale passe également par la communication interne, plus particulièrement avec le personnel de terrain (inspecteurs, formateurs, commerciaux, animateurs techniques d'agence soit 80 employés), qui représentent par le biais de leurs missions, le bras armé de notre stratégie marketing. Car au plus près du client et de ses problématiques, ils possèdent un rôle de conseiller, et assurent une veille stratégique en les orientant vers notre service d'assistance technique. Leur implication est gagnante puisque, statistiquement un client ne lance pas de consultation concurrentielle lorsqu'une solution pertinente et adaptée lui est aussitôt offerte.

Enfin, nous organisons des « Journées Techniques Apave », qui permettent l'échange privilégié avec des clients intéressés par des sujets techniques en relation avec nos missions, en alliant formation et convivialité.

#### b) Les visites commerciales :

Pour ne pas partir tous azimuts, j'ai ciblé les entreprises locales dites « incontournables », dont le secteur d'activité se situe dans le champ d'investigation cité précédemment : soit 146 entreprises dans le Haut-Rhin.

Pour l'heure, seul le patrimoine local sera sondé. Le processus de développement optimisé du retour d'expérience, donnera lieu à la diffusion de notre stratégie sur l'ensemble du territoire de l'Apave Alsacienne (Bas-Rhin, Vosges, Franche-Comté et Lorraine) avec un responsable de développement par agence.

La figure 58, présente le résultat arrêté au 1er février 2016, des démarches de prospections menées dans ces entreprises pilotes.

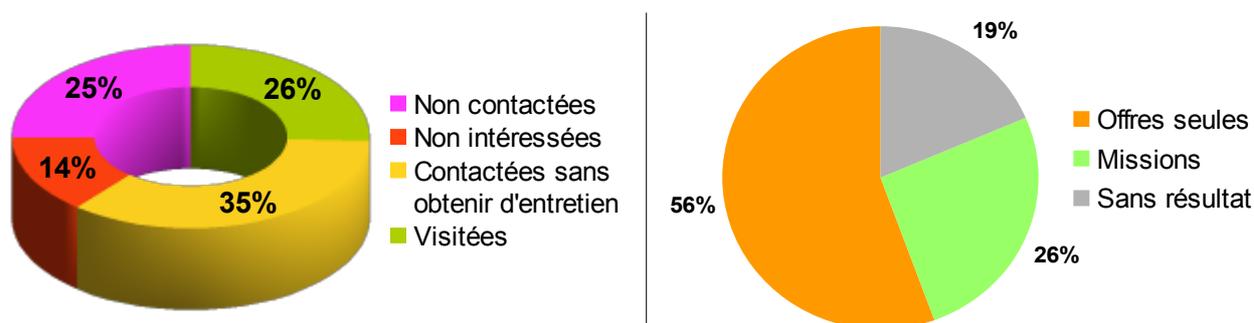


Figure 64: Résultat de la stratégie commerciale au 01/02/2016

Chaque visite est précédée d'un entretien téléphonique pour prise de rendez-vous. La principale difficulté réside à viser les personnes référentes du domaine auprès des entreprises. La base de données dont nous disposons n'est pas suffisamment exhaustive à ce jour compte tenu des mouvements de personnel et des restructurations des sociétés. Ce point explique nos faibles performances (35%) dans la prise de rendez-vous.

Au contraire nos visites séduisent, car 81% des visites débouchent sur des appels d'offres, dont 26% de missions fermes déjà réalisées.

#### c) La formation :

Fort de mes années d'expérience dans l'enseignement, je travaille pour le pool formation, pour lequel je dispense les stages dont le cœur de métier est l'électrotechnique.

Cette approche client est privilégiée, car elle me permet d'accéder au cœur des entreprises au plus près des équipes de maintenance et d'étude, en mettant de côté les formalismes dus aux visites commerciales dont le clivage acheteur-vendeur rend parfois le discours circonspect.

Au contraire, la transmission de savoir et la convivialité des stages permet d'instaurer un dialogue de confiance qui, bien souvent, permet de déceler des problématiques entrant dans le périmètre de nos activités. Cette démarche a permis l'émission de 10% des offres, dont les  $\frac{3}{4}$  à une mission.

#### 4.1.2 Filtrer et recevoir les entrées

Les requêtes clients me parviennent suivant trois itinéraires :

- **Par voie téléphonique** depuis le standard d'agence, elles représentent 10% du mode d'entrée. Souvent, elles s'expriment telle une bouteille lancée à la mer face à une problématique peu commune qu'ils rencontrent, qu'elle soit d'ordre réglementaire ou technique.

A ce titre, nous sommes pour eux les seuls référents en matière de bonnes pratiques. Notre savoir-faire pluridisciplinaire additionné d'accréditations officielles, est synonyme de confiance, et figurons pour eux tel un phare.

Parfois limitées à de la recherche documentaire, les demandes particulières nécessitent une réflexion sur leur faisabilité, afin de vérifier leur adéquation avec notre savoir-faire.

La principale difficulté est l'accueil de l'appel. Afin que le demandeur ne soit pas poliment éconduit, ou que la requête ne soit pas classée sans suite, il est important que les collaborateurs connaissent notre périmètre d'activité et soient capables de relayer l'information aux personnes compétentes. Cette démarche passe par un briefing des standardistes et la mise en place d'un arbre de décision, qui, à partir de mots clés et de questions précises, permet de cibler le champ de la demande.

- **Par remontée de terrain**, obtenue par des collaborateurs de la profession d'électricien, ou ayant un minimum de compétences techniques. Ce faisant, l'information subit déjà un premier filtrage.

Ce type d'entrée est plus optimisé, car les demandeurs sont aiguillés par le technicien tant sur les moyens à mettre en œuvre, que sur la pertinence de la mission.

Là encore, un travail de sensibilisation des intervenants techniques et commerciaux est nécessaire.

- **Par visites commerciales**, réalisées par mes soins ou par des collaborateurs de compétences équivalentes. Cette voie est optimale, car au-delà d'un excellent accompagnement, la réactivité est assurée puisque la mission est acquise dans 90% des cas.

Quel que soit le mode d'accès, il ressort deux points-clés, verrous essentiels au développement de l'assistance technique :

L'accueil du demandeur et son orientation d'une part, et surtout la visite de terrain nécessaire à identifier le réel besoin du demandeur. Faute de compétences, le besoin est parfois aux antipodes de l'objet à l'origine de l'appel. Nous verrons ultérieurement que cette phase est indispensable à **l'analyse et à la compréhension du problème**.

Cette approche est certes chronophage mais obligatoire à mon sens. En effet, nul ne saurait s'engager sur un terrain inconnu sans en subir d'inévitables conséquences. Il en va de l'image de l'intervenant et de la notoriété de l'entreprise.

Bien que nous soyons tentés de répondre à toutes les demandes lorsque nous démarrons une activité, il ne faut pas perdre de vue que l'activité doit malgré tout être à plus ou moins long terme rentable : le propre de l'entreprise étant la croissance de son activité !

En dépit du désespoir de certains clients, il faut juger de l'intérêt marketing de la demande, qui souvent justifie un développement et un investissement matériel.

La décision est conditionnée par plusieurs facteurs :

- de **rentabilité** ou, pourrait-elle susciter un intérêt chez un autre client marché ?
- **temporels** ou quels sont les moyens et le temps nécessaires au développement, en relation à sa récurrence ?
- **financiers** ou quel est le coût d'investissement en matériel, et son seuil de rentabilité ? Existe-t-il une alternative par la location (convergeant vers l'achat si la rentabilité se justifie) ?
- **commerciaux** ou quelles sont les perspectives d'évolution du produit, et les actions nécessaires à le promouvoir durant son cycle de vie, compte tenu de l'évolution des technologies et des réglementations ?

Si l'intérêt marketing des produits développés §3.1.1 ont fait l'objet de cette démarche au niveau national (ce sont les leviers du plan tactique commercial), je poursuis cette réflexion au niveau régional et elle montre des disparités :

Les produits d'analyse de réseaux déjà réalisés historiquement sont à maturité, alors que les produits de diagnostic arc-flash, câble et transformateur sont en phase de lancement avec les premières missions (voir résultat de l'exercice). En outre, de nouvelles prestations telles que le

diagnostic des décharges partielles par ultrason que j'ai récemment mis en place, trouvent leur marché.

Les spécificités inhérentes à notre domaine d'activité (organisme de contrôle) nous obligent à considérer l'aspect déontologique de nos missions. En effet, pour l'ensemble de nos travaux, quelle qu'en soit la nature, commerciale, technique, ou administrative, nous devons assurer le respect des critères d'indépendance, d'impartialité, d'intégrité et de confidentialité qui sont au cœur même de la relation de confiance qui nous lie à nos clients, fournisseurs et partenaires en tant qu'organisme de contrôle. Cette obligation s'applique à tous, et notamment aux divers responsables hiérarchiques qui doivent en intégrer les divers aspects dans leurs pratiques quotidiennes de management. L'observation de ces règles doit ainsi contribuer à n'être ni juge ni parti.

#### **4.1.3 Analyser et comprendre**

Cette phase débute par une initiation à la problématique du client dont le premier acte est la visite du terrain. L'objectif est de se rendre compte du réel besoin par un questionnement exhaustif, et la prise en compte de la topographie de l'infrastructure.

Ainsi, la mise en corrélation de l'Expérience de l'intervenant avec les données collectées ou le cahier des charges imposé, permet d'évaluer la problématique vers un axe de recherche.

*L'entreprise Merck demande à tous ses sites de mettre en place un étiquetage quantifiant l'impact corporel d'un arc électrique lors d'une manœuvre d'un appareil, ou lors de travaux sous tension. L'enquête de terrain permet de se rendre compte de l'état des installations, de leur structure et des pratiques d'exploitation. Elle permet également de juger de l'étendue de la mission.*

*L'interprétation des informations me conduit vers une analyse du risque arc flash sur un réseau en antenne comportant plus de 250 armoires et cellules.*

Fort de cette évaluation, une étude qualitative de la problématique permet de cibler et de s'assurer de la disponibilité des ressources nécessaires à la réalisation de la mission.

*Quelle norme fait référence en matière d'analyse arc-flash ? Quelles sont les données nécessaires au calcul ? Quels sont les moyens humains et matériels nécessaires ? Combien de temps est nécessaire ?...*

#### **4.1.4 Décider**

Si l'investigation menée permet de corréler les besoins du client avec les moyens nécessaires, alors la faisabilité est assurée.

Toutefois, l'expérience montre que l'exactitude des données d'entrée nécessite de faire preuve de circonspection. En conséquence, il est nécessaire et obligatoire de borner le périmètre d'intervention en fonction de la qualité des informations fournies, des différents scénarios envisageables, et des moyens nécessaires, de manière à éviter tous litiges.

Une bonne définition est essentielle à l'élaboration de l'offre, et à délimiter l'étendue du contrat en fonction du prix de la mission.

Si elle n'est pas réalisable, il est bien venu de proposer des solutions palliatives en suggérant par exemple, des références en relation avec sa problématique, voire, de l'accompagner dans la limite de nos moyens.

#### **4.1.5 Faire**

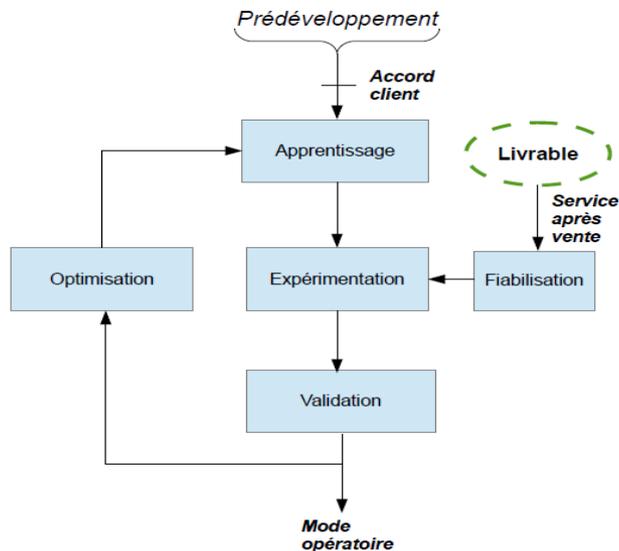
Le développement d'une prestation consiste à élaborer un modèle de référence qui est le **protocole d'exécution** de la mission.

La conceptualisation du modèle débute par une étude quantitative, qui synthétise les éléments issus de l'étape d'investigation de manière à définir le contour du modèle. C'est à dire : caractériser les données d'entrée, les hypothèses, les limites, les ressources, le schéma général d'exécution, et enfin les données de sortie : **le livrable**.

L'ensemble de la démarche de pré-développement aboutit au **protocole d'intervention** et à **l'analyse de risque** nécessaire à la rédaction de l'offre-devis, qui spécifie, outre l'approche technique de la mission, les droits et devoirs des partis. Ces points sont essentiels à fixer le cadre juridique du contrat.

La phase de développement est conditionnée par l'accord du client, et scellée par le contrat liant Apave et le contractant, en accord avec le principe du modèle.

La *figure 59* conceptualise l'étape du développement, processus de fabrication du modèle.



*Figure 65: Processus de développement*

L'étape d'apprentissage consiste à « mettre en équation » la problématique. C'est à dire, réaliser une étude exhaustive du « terrain », et la mettre en relation avec les principes fondamentaux relevés lors de la phase d'investigation.

Le modèle ainsi obtenu sera alimenté par les données d'entrée, dans le cadre de l'expérimentation.

Les résultats seront ensuite validés par rapprochement à des valeurs de références obtenues empiriquement ou par le biais de normes.

Les écarts sont pris en compte pour corriger le modèle, afin qu'il gagne en efficacité et en robustesse.

Le système étant bouclé, le modèle convergera naturellement au fil des corrections vers le mode opératoire optimal, selon une base de temps plus ou moins importante.

Afin que le modèle vive et que son efficacité s'inscrive dans la durée, les remontés de terrains contribueront à sa fiabilisation dans le cadre du service après-vente.

En exemple, je vais illustrer ces propos en me référant à l'étude arc-flash :

*L'analyse arc-flash est cadrée par l'application des équations et des seuils de tolérance de la norme américaine NFPA 70E.*

*La phase d'apprentissage consiste à organiser le travail de manière à obtenir les valeurs nécessaires à effectuer les calculs d'énergie incidente.*

*Pour ce faire la première étape consiste à cartographier précisément la structure de l'installation électrique et relever : les caractéristiques des sources de tension, les sections et les longueurs de câbles, les réglages des appareils de protections, et enfin l'écartement entre les conducteurs spécifié par le type d'armoire électrique.*

*Grâce à ces données découleront : le courant de court-circuit triphasé nécessaire au calcul du courant d'arc (fonction de la structure de l'armoire), de l'énergie incidente et de la distance de sécurité (fonction du temps de fonctionnement des appareils de protection).*

*La collecte des premières informations permet une expérimentation du modèle et une critique du résultat face à des situations connues, ou aux abaques de références (opposant la structure de l'installation à l'énergie incidente potentielle, approche plus systémique de l'évaluation du risque selon la norme).*

*La répétition de plusieurs cycles d'expérimentation permet de gagner en efficacité de travail par une simplification du modèle.*

*En raison d'un nombre important de données récurrentes et de grandeurs négligeables, le modèle se dessine, et met en évidence les points clés nécessitant une action pour limiter le risque :*

- *la faible puissance installée et la faible étendue de l'installation limite rapidement les courants de court-circuit. Les circuits issus de protections inférieurs à 100A sollicités en moins de 60ms sont classés sans risque. L'accent sera mis sur les circuits protégés par*

*des déclencheurs > 100A, temporisés pour des raisons de sélectivité...*

**Ainsi, le mode opératoire obtenu sera l'application du modèle optimisé.**

#### **4.1.6 Faire-faire**

Une fois le mode opératoire au point, la prestation peut entrer en production à grande échelle. Chaque agence pourra alors répondre elle-même à une demande locale. Toutefois, son déploiement nécessite un investissement à la fois humain et matériel.

**D'un point de vue matériel**, il n'est pas judicieux d'engager de fonds pour du matériel coûteux sans avoir de vision sur le délai de retour sur investissement. C'est pourquoi, les premiers résultats permettront une projection du chiffre d'affaire et l'élaboration d'un plan d'investissement viable. Pour l'heure, j'ai recours à la location !

**D'un point de vue ressources humaines**, les prestations seront réalisées par du personnel désigné et formé aux modes opératoires, dans chaque agence.

Or notre système qualité impose que chaque intervenant soit compétent et qualifié pour la réalisation des prestations. Pour cela, et en fonction des spécificités de chaque domaine, chaque intervenant suit un parcours qualifiant basé sur des formations théoriques en salle, et pratiques sous forme de tutorat. La qualification de l'intervenant sera validée par un test avec avis du chargé de supervision, après plusieurs missions en double.

Aujourd'hui, face à l'accroissement du nombre de missions, et ce afin de continuer à développer nos services, je suis amené à former et à qualifier du personnel en accord avec la spécification qualité relative à l'assistance technique.

Du fait de mon expérience dans le développement de plusieurs prestations (diagnostic de réseau et de machines électriques, arc-flash entre autre) sur l'Apave Alsacienne, j'aurai délégation de la supervision dès la mise en application du plan qualité.

#### **4.1.7 Conseiller et vendre**

L'ensemble des prestations développées composent un porte-feuille de services allant bien au-delà du domaine l'électricité puisqu'elles concernent également les équipements de travail en atmosphère explosive, du conseil en rayonnement ionisant, de la thermographie,...

Toutes font l'objet d'un axe de développement du chiffre d'affaires selon le plan tactique commercial imposé par la politique du groupe, action dont je suis responsable sur l'Apave Alsacienne (fonction du RADS). Elles seront promues selon les vecteurs de communication exposés §3.1.1., en transposant aux autres agences, le modèle commercial mis en place à Mulhouse.

Cette démarche s'appuiera sur les principes fondamentaux de savoir-être et de conseil, initiateurs de confiance vis-à-vis de nos clients, notions faisant la force notre entreprise depuis 150 ans.

#### **4.1.8 Savoir être**

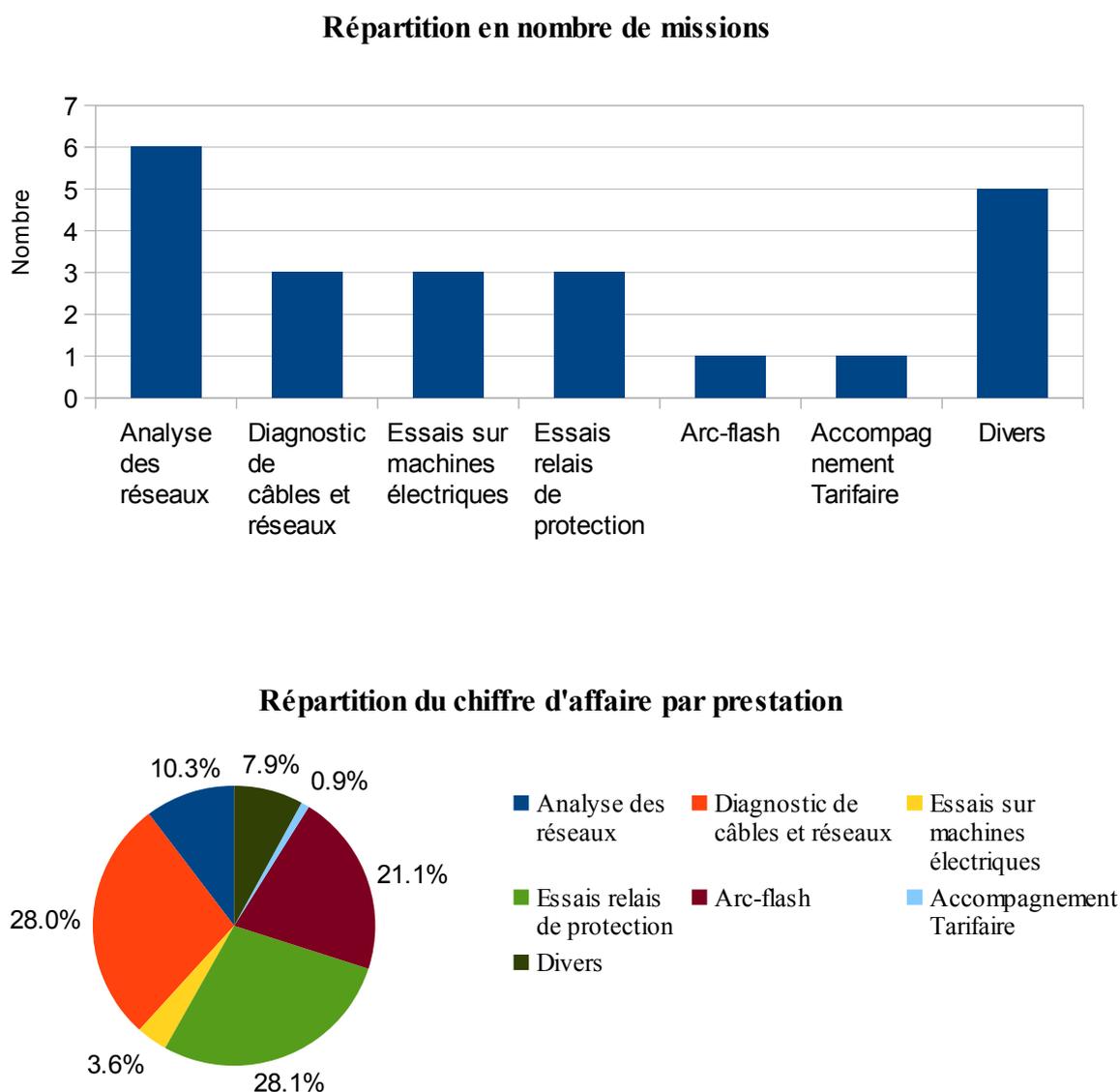
Face aux objectifs affichés par le groupe, Apave cherche à conforter sa position sur les marchés nationaux et internationaux auprès d'acteurs publics et privés, collectivités, industriels et services, en mettant en avant la réputation qu'est la sienne depuis son origine.

Pour ce faire, elle entend déployer un service irréprochable, sur le plan des hommes, des méthodes, des moyens, garanti par un Système Qualité complet. Et, au-delà de celui-ci, par un ensemble de règles contraignantes régi par le « Code d'éthique », d'application universelle à l'intérieur du groupe, s'appliquant à tous ses salariés.

L'objectif est de donner à l'ensemble de nos clients, l'assurance la plus étendue possible quant à l'intégrité, la responsabilité sociétale et environnementale, l'indépendance et l'impartialité avec lesquelles l'Apave entend conduire l'ensemble de ses affaires.

## 4.2 Résultats d'exercice

La *figure 60* présente le résultat du service d'assistance technique en électricité du 1<sup>er</sup> septembre 2014 au 1<sup>er</sup> février 2016. C'est à dire, depuis ma prise de poste en tant qu'ingénieur chargé de développement.



*Figure 66: Bilan de l'exercice arrêté au 1<sup>er</sup> février 2016*

En terme d'activité, ces prestations réalisées seules représentent un nombre total de 22 missions dont le chiffre d'affaires s'élève à 92,502 K€.

De plus, chacune de celles inscrites au plan tactique commercial ont été réalisées au moins une fois (diagnostic de câble, essais sur machine électrique, arc-flash, accompagnement tarifaire). Ce qui prouve le lancement de l'activité, et pousse à la formation du personnel.

Ma principale activité tourne autour de l'analyse de réseau. Ces missions se vendent bien en raison de leur coût et de notre rapidité de réaction, car nous disposons d'appareils de mesure en dotation. Elle reflète également le manque de compétence des demandeurs face aux problèmes de perturbations, et à l'interprétation des phénomènes transitoires (harmonique, flicker, compensation du facteur de puissance,...) génératrices de défaillances.

Le nombre réduit de diagnostic de câble s'explique du fait que nous ne disposons pas de matériel d'injection et de mesure à Mulhouse, en raison du coût d'investissement nécessaire ( environ 65 K€).

Le manque de résultats est dû à la surcharge du prix lié aux frais de déplacement de la sous-traitance réalisée par Apave Sud-Europe (1,5K€), soit l'équivalent du test complet de 2 liaisons triphasées ! Le marché est présent et a un fort potentiel de croissance, car il n'existe pas de concurrence.

Le diagnostic de machines cherche son marché. Ces pratiques sont très peu connues par les clients, d'autant plus que leur intérêt réel est démontré sur les machines de forte puissances, c'est à dire les transformateurs raccordés aux réseaux de transport supérieur à 50kV, pour la plupart stratégique. Or le tissu industriel privé local ne compte que très peu d'appareil de cette gamme. Pour les machines standards, et à juste titre comme me l'a fait remarquer un client : « en cas d'avarie de transformateur 20kV/400V de puissance inférieure à 2MVA est assez rapide à changer, car sur étagère chez le constructeur ! »

Toutefois, je travaille actuellement avec une grande entreprise chimique locale, de manière à ce que ces prestations rentrent dans le programme d'entretien programmé. Ces derniers souhaitent mettre en place un réel suivi des installations connectées sur le réseau HTB (3 transformateurs 225KV/6,6KV, qui se limite aujourd'hui qu'à de l'analyse d'huile. Très intéressé pour inscrire la SFRA et la mesure du FDD à ce plan, le client souhaite à ce stade obtenir des arguments qui lui permettent d'en juger de la pertinence, et de soutenir ses propos auprès de son service achat.

Les activités dénommées sous « divers » sont de petites missions relevant principalement du cadre du conseil et de l'accompagnement dans la maîtrise du risque électrique : rédaction de fiches de manœuvres, formations adaptées, diagnostic des décharges partielles par ultrasons, etc...

D'un point de vue recette, les missions arc-flash sont les plus rentables : ce sont des missions de longue durées nécessitant peu de moyens.

Elles sont suivies par les essais de relais, prestations réalisées historiquement par notre agence, lors de campagnes de mesure sur plusieurs semaines chez nos clients dont nous assurons le suivi des installations.

Si l'analyse de réseau représente 10% du chiffre d'affaires pour 6 missions réalisées, cette prestation a un potentiel de croissance, actuellement freiné par le nombre d'intervenants compétents.

Ayant dans un premier temps modernisé le service par l'achat de nouveaux appareils, et augmenté le parc virtuel de matériel (location possible à faible coût), je suis actuellement en train de former un intervenant (futur collaborateur en assistance technique).

Cette étape symbolise la mise en œuvre du « *faire-faire* » dans le processus de développement, preuve de l'accomplissement d'un premier cycle, et la montée en puissance de nos services.

Pour conclure, l'analyse effectuée ci-dessus illustrée par la *figure 60* me permet de mettre en place une politique constructive, ou du moins, proposer les solutions faisant face aux difficultés.

### **4.3 Les difficultés rencontrées, et les leviers de réaction**

#### **4.3.1 D'un point de vue organisationnel :**

Je me suis heurté à un système de management de production hyper-standardisé. En effet, le cœur du métier d'Apave dans le domaine de l'électricité est le contrôle réglementaire. Si le système est performant pour les travaux récurrents, les prestations faisant l'objet d'abonnement, les produits standards industrialisés depuis de longues dates ; il en est tout autrement des prestations d'assistance technique car chaque mission est élaborée à la carte, dont la maîtrise du

temps dépend beaucoup des aléas du terrain et des problèmes connexes rencontrés, étant donné que les demandes clients sont toutes spécifiques.

Cette particularité a fait l'objet d'une stupeur et d'un certain blocage du personnel face à "l'apparente" complexité des devis et rapports compte tenu de la longueur des documents, pourtant essentielle à bien définir le périmètre des missions, et justifier de leur pertinence . C'est pourquoi l'intégration des prestations d'assistance technique nécessite un système faisant preuve de souplesse.

Bien qu'il ne soit pas possible de mettre en place des moyens propres, il faut contourner le problème par une permanente adaptation du système. Cette flexibilité n'est pas évidente pour tout le monde. En conséquence, je mène régulièrement des campagnes d'information auprès des secrétariats qui me sont dédiés, de manière à ce qu'elles puissent petit à petit assimiler l'articulation des documents, et les particularités inhérentes à mes prestations.

Le constat précédent est encore amplifié lorsqu'il s'agit d'exportation de services à l'étranger. Or notre orientation vers le marché germanophone oblige à reconsidérer l'approche franco-française qu'au personnel, ce qui n'est pas sans provoquer peur et rejet des transactions transfrontalière, en raison d'un grand manque en langues étrangères (allemand et anglais). C'est pourquoi, je préconise la mise en poste au secrétariat, au moins une personne pratiquant l'allemand et l'anglais, capable d'écrire et de suivre une conversation simple de niveau B1<sup>9</sup>.

#### **4.3.2 D'un point de vue financier :**

En raison d'un prix trop important, des prestations ont du mal à se vendre. Ceci, en raison de l'appel en sous-traitance à nos confrères de l'Apave Sud-Europe et de l'Apave Nord-Ouest qui induit un surcoût important pour le client (auquel sont imputés les frais de déplacement), et un manque de réactivité de notre part.

Il faudrait à plus ou moins long terme investir dans du matériel de diagnostic de câbles HT / BT (de l'ordre de 65k€) en ayant suivi une formation préalable, réalisée auprès des services

---

9 Niveau CECRL : Cadre Européen Commun de Référence pour les Langues d'où découle l'échelle de référence Européen sous forme de code à 2 caractères.

compétents, disposant de l'expérience. Car je n'ai pas pu, contrairement aux autres prestations (diagnostic de machines électriques, analyse de réseau) avoir recours à de la location de matériel. Cette situation est paradoxale car le marché est présent, mais les prestations sont « trop » coûteuses pour le client ; et en même temps l'investissement important qu'elles nécessitent sera peut-être long à rentabiliser. Une décision stratégique reste à prendre !

### **4.3.3 D'un point de vue ressources humaines :**

Face au succès rencontré, je me retrouve actuellement en difficulté pour répondre aux demandes.

Les retours terrains et les rencontres commerciales montrent qu'il existe aujourd'hui un réel besoin en matière d'assistance. En effet, le départ des seniors fait disparaître l'expérience de l'expertise au sein des entreprises : le personnel de maintenance est actuellement devenu ultra-polyvalent, les connaissances techniques et le niveau scolaire des jeunes est plus que limité. C'est pourquoi, je dois former du personnel afin que nous disposions d'un vivier capable de répondre à ces missions.

Depuis fin janvier 2016, je dispose d'un technicien électricien détaché du service inspection motivé pour se diversifier et monter en compétence. Désormais, les tâches que j'ai industrialisées lui seront dévolues en rapport à ses capacités, dont notamment dans un premier temps l'analyse de réseaux et les essais de relais.

A moyen terme, et afin de pouvoir se spécialiser dans des missions de diagnostic de plus grandes technicités, il serait pertinent de travailler en trinôme. Pour que chacun puisse se spécialiser sur des prestations particulières d'une part, mais également échangé des idées, des connaissances, et se soutenir.

A ce titre, il est prévu l'embauche d'une personne ayant plusieurs années d'expérience en électricité dans le milieu industriel, la maintenance, et la sécurité profil : de Bac+4 avec minimum 10 ans d'ancienneté, voire Bac+2 avec 15 à 20 ans. L'objectif est la création du pool d'assistance technique électrotechnique.

Pour l'heure, l'accord de la direction reste à obtenir, et le protocole d'embauche à définir.

#### 4.4 Les perspectives de développement de l'offre

Pour continuer à s'épanouir et à étoffer notre porte-feuille de prestation, le retour du terrain montre d'ores et déjà plusieurs pistes à approfondir :

- a) **Le déploiement régional** bien sûr, en reproduisant le schéma d'extension dans les autres agences. C'est à dire une étude du patrimoine industriel, le ciblage des incontournables et la nomination de référents locaux. L'objectif est la mise en production des produits développés et l'harmonisation des modes opératoires et du suivi de la production.
  
- b) **Le déploiement Outre-Rhin** comme déjà évoqué, puisque des contacts de travailleurs frontaliers m'ont prouvé qu'il existe un réel marché dans les secteurs d'activité d'Apave. Il n'existe pas à proprement parler en Suisse et en Allemagne d'organisme tiers parti, qui réalise des missions d'assistance en matière d'expertise de systèmes électriques dont le but est de garantir la fiabilité et la sécurité des biens et des personnes. Développer ce marché montre une réelle opportunité compte tenu de la situation géographique de l'Alsace et de la Lorraine.
  
- c) **Les essais de relais de protection HTB**, assurant la protection des réseaux de transport d'électricité. Aujourd'hui, RTE (Réseau et Transport d'Électricité) se défait de services assurés jusqu'alors au niveau des postes de livraisons, situés à la frontière des réseaux privés industriels. Il incombe dorénavant au propriétaire du site, de réaliser la maintenance et les essais des appareils pour garantir à la fois, la protection du site, et la protection des artères d'alimentation publique. Face au vide laissé par RTE, de grosses entreprises locales nous ont déjà sollicité pour réaliser la qualification de ces dispositifs dans le cadre de leurs grands arrêts d'usine.
  
- d) **L'analyse vibratoire des systèmes de transmission.** Déjà réalisée auparavant par des techniciens aujourd'hui en retraite, ce domaine de compétence est tombé dans l'oubli faute de compétence et de ressource matérielle moderne. Pourtant, mes recherches d'archives montrent qu'il existe un marché. Bien qu'elle sorte du cadre de l'électrotechnique, et, pour avoir déjà travaillé le sujet par le passé, l'approche s'apparente beaucoup à de l'analyse harmonique de réseaux ou de la

SFRA, excepté qu'elle soit dédiée au système de transmission mécanique.

Si nous réalisons déjà le diagnostic de la chaîne d'alimentation et de conversion, alors pourquoi ne pas assurer le suivi de la chaîne cinématique ?

## 5 CONCLUSION GÉNÉRALE

Cette dernière décennie, les changements politiques dans la gouvernance d'entreprises poussent à rationaliser les doctrines de maintenance en raison de facteurs économiques.

Face à ce constat, l'Apave cherche à diversifier son portefeuille de prestations en proposant des produits d'assistance technique. C'est dans le cadre de leur développement dans le domaine de l'électrotechnique, que j'ai été recruté en poste d'ingénieur.

Le résultat des démarches que j'ai entreprises, prouve que l'assistance dans le domaine du diagnostic préventif et de l'expertise d'installations électriques pour la plupart stratégiques, suscite un réel intérêt chez les industriels.

La dynamique établie aujourd'hui me permet d'envisager le déploiement du savoir-faire que j'ai acquis au travers de différentes missions clés de l'axe de développement, à tout le territoire de l'Apave Alsacienne, grâce à l'utilisation des modes opératoires optimisés que j'ai mis au point.

C'est à ce titre que j'ai participé au plan d'action national concernant le lancement des produits relatifs au diagnostic des transformateurs de puissance. Les recherches que j'ai menées ont abouti à un guide destiné aux différents intervenants d'Apave, axé sur la pratique des méthodes d'investigation préventives et curatives.

Outre les théories et les technologies qui régissent le fonctionnement de ces machines qu'il me paraît indispensable de maîtriser, j'ai voulu à travers ce document, aiguiller le lecteur dans le choix des bons outils d'analyse à travers une étude symptomatologique des modes de défaillance. Qui, dans le cadre de nos prestations, s'orientent principalement vers l'évaluation de la qualité du diélectrique par la mesure du facteur de dissipation, et l'analyse de réponse fréquentielle pour le diagnostic d'état des parties actives.

La pratique de ces méthodes innovantes m'a montré qu'elles nécessitent une certaine expérience dans leur mise en œuvre, qui s'acquiert au fil des situations rencontrées. Afin de promouvoir et d'industrialiser plus facilement ces produits, mon travail m'a permis d'élaborer un recueil d'information reprenant les principaux cas d'avaries. L'intervenant y trouvera une base de réflexion qui lui permettra d'établir un jugement technique rationnel. La connaissance s'acquérant avec l'expérience, les retours de terrains de chacun permettront de l'enrichir afin qu'elle vive et profite à tous.

Ma réflexion s'inscrit dans une logique participative, et c'est dans cet état d'esprit collaboratif, que je souhaite maintenir la synergie du développement des missions d'assistance technique. Car c'est à mon sens la clé qui nous permettra de gagner en notoriété et en performance dans ce secteur d'activité, tout simplement car ensemble on avance plus loin ! D'ailleurs, l'histoire nous le prouve au travers des 150 ans d'existence de l'Association Apave.

## 6 CONCLUSION PERSONNELLE

J'ai débuté ma carrière d'électrotechnicien dans la Marine Nationale en tant que chargé de maintenance de systèmes électromécaniques, et exploitant de réseau de distribution électrique. Ce métier était principalement axé sur le maintien opérationnel des systèmes de production et de distribution basse tension.

Au fil des mutations, j'ai eu l'opportunité d'enseigner les machines électriques et l'électronique de puissance. Durant cette période je me suis spécialisé dans la conception des machines électriques et leur pilotage par la mise en œuvre de convertisseurs statiques.

Aujourd'hui, l'Apave m'a permis d'élargir mon panel de compétences dans le domaine de la fiabilisation des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique, activité principalement tournée vers le secteur de la haute tension ; domaine, qui m'était quasiment inconnu jusqu'alors.

Parmi de nombreuses problématiques que je rencontre dans le domaine de l'assistance technique en électrotechnique, celle qui fait l'objet de ce mémoire m'a permis d'appréhender une nouvelle approche de la maintenance préventive des transformateurs. Fort de mes connaissances antérieures, le sujet proposé m'a conduit à réaliser un réel travail de synthèse de mes acquis professionnels, et m'a poussé force de curiosité, à explorer de nouveaux domaines tels que la chimie des diélectriques, le management d'entreprises ou encore l'aspect technico-commercial du développement de prestation.

C'est tout bien considérer à travers cette expérience pluridisciplinaire et culturellement enrichissante, que je conçois le métier d'ingénieur.

Il se trouve que les missions d'assistance technique permettent de se pencher sur une diversité de problématiques qui vont parfois au-delà des missions déjà inscrites au plan tactique. Elles obligent à un apprentissage permanent, et requiert beaucoup de curiosité et de culture technique. Cette attente cadre avec l'ensemble de mon parcours professionnel au cours duquel, j'ai toujours eu à cœur de développer cette notion d'épanouissement personnel, philosophie qui est pour moi un réel concept de vie.

## BIBLIOGRAPHIE

**BLACKBURN T.R., 2007.** Distribution Transformers : Proposal to increase MEPS levels. *Conférence "Prepared for Energy Efficiency Programme", Sydney, Australia.*

**C 12-061, 1994.** Sécurité contre l'incendie dans les immeubles de grande hauteur. *CENELEC-AFNOR.*

**CHIMKLAY S., MARTI J.R., 1995.** Simplified Three-Phase Transformer Model for Electromagnetic Transient Studies. *IEEE Vol. 10.*

**CIGRE, 2002.** Guidelines for life management technique for power transformer. *Working group of Cigre study committee 12-18.*

**DE NIGRIS M., PASSAGLIA R., BERTI R., 2004.** Application for Modern Techniques for the Condition Assessment of Power Transformer. *CIGRE A2-207.*

**DUCLUZAUX A., 1977.** Pertes supplémentaires dans les conducteurs pour forte intensité par effet de peau et de proximité. *Cahiers techniques Schneider N°83.*

**FIST, 2003.** US Department of interior, Bureau of Reclamation, Facilities Instructions Standard and techniques. *Volume 3-31.20-23.*

**FOURNIE R., COHELO R., 2015.** Diélectriques : Bases théoriques. *Techniques de l'ingénieur D2300.*

**GUESSOUM Y., 2012.** Modélisation probabiliste de l'impact des actions de maintenance sur le comportement des matériels électriques de réseaux. *Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Troyes. 10-24.*

**JONSSON L., JOHANSSON R., 2009.** Traversées haute tension, un siècle de progrès. *ABB.*

**LAURENT C., 1999.** Diélectriques solides et charges d'espace. *Techniques de l'ingénieur D2305.*

**MENGUY C., 1997.** Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides. *Techniques de l'ingénieur D2310*.

**NF C 13-200, 2009.** Installation électriques HT - Règles complémentaires pour les sites de production, et les installations industrielles, tertiaires et agricoles. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 50160, 2011.** Caractéristique de la tension fournie par les réseaux publics de distribution. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60076-1, 2004.** Transformateur de puissance. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60076-2, 2011.** Transformateur de puissance - Échauffement des transformateurs immergés dans le liquide. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60076-18, 2012.** Mesure de la réponse en fréquence. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60076-11,2004.** Transformateurs secs. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60137, 2008.** Construction de traversées isolantes supérieures à 1000V. *CENELEC-AFNOR*.

**NF EN 60422, 2006.** Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance. *CENELEC-AFNOR*.

**ORLOWSKA S., 2003.** Conception et prédiction des caractéristiques diélectriques des matériaux composites à 2 et 3 phases par la modélisation et la validation expérimentale. *Thèse de Doctorat, École Centrale de Lyon.8-17*.

**PLATERO C.A., BLAZQUEZ F., 2012.** Application of Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) for inter-turn detection of in medium-voltage coils manufacturing. *CIGRE*.

**RIDOUX C., 1999.** Claude RIDOUX, AMDEC- Moyen. *Techniques de l'ingénieur AG4220*.

**SANCHEZ J., 2011.** Aide au diagnostic de défaut des transformateurs de puissance. *Thèse de Doctorat, Université de Grenoble.* 73-115, 127-150.

**SEGUIER G., NOTELET F., 2006.** Electrotechnique industrielle. *Partie 3.*

**WILDI T., 2000.** Electrotechnique. *DeBoek, Chapitre 10.*

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Du tore de M.Faraday au transformateur Ultra Haute Tension [Source Siemens].....	8
Figure 2: Champ magnétique dans un solénoïde.....	16
Figure 3: Le transformateur élémentaire.....	17
Figure 4 : Lignes de champ et circuit électrique équivalent.....	18
Figure 5: Lignes de champ dans un transformateur.....	19
Figure 6: Schéma magnétique du CM .....	19
Figure 7: Schéma équivalent et courant magnétisant.....	20
Figure 8: Fuites magnétiques.....	21
Figure 9: Dispositif de conversion d'énergie par couplage magnétique.....	22
Figure 10: Fléchage des tensions primaires.....	23
Figure 11: Modèle équivalent aux fréquences industrielles .....	24
Figure 12: Bobine à noyau de fer .....	24
Figure 13: Modèle de base à l'interprétation des principaux phénomènes SFRA.....	25
Figure 14: Schéma équivalent discret.....	26
Figure 15: Composition externe d'un transformateur de puissance [source ABB].....	28
Figure 16: Circuit magnétique en gradin et assemblage des tôles [sources Tsv].....	29
Figure 17: Enroulement d'un transformateur et disposition des enroulements [source Tsv].....	30
Figure 18: Traversée haute tension [source ABB].....	31
Figure 19: Vue schématisée du condensateur [source ABB] .....	32
Figure 20: DGPT2 et relais Buchholz .....	35
Figure 21: Régleur en charge et système de commutation [source ABB].....	36
Figure 22: Optimisation de la maintenance [source www.mdpi.com]. .....	39
Figure 23: Taux de défaillance des constituants [source N° 261 - ELECTRA avril 2012].....	39
Figure 24: Principe général du processus de diagnostic [source (SANCHEZ, 2011)].....	41
Figure 25: Méthodologie d'emploi des techniques de diagnostic.....	42
Figure 26: Durée de vie d'un transformateur [source : Megger].....	43
Figure 27: Visualisation d'un transformateur en caméra IR.....	47
Figure 28: Carbonisation d'une connexion boulonnée .....	48
Figure 29: Loi de Laplace sur les spires .....	50
Figure 30: Dégradation de la cellulose des isolants [source (CIGRE02, 2002)].....	52
Figure 31: Résultat ratiométrie avec régleur 21 positions [source Omicron CPC 100].....	54
Figure 32: Mesure du courant magnétisant à 150 V. [source Omicron].....	55

Figure 33: Trajet des lignes de champ dans un transformateur triphasé.....	55
Figure 34: Mesure de résistance statique, défaillance du régleur.....	57
Figure 35: Courbe de réponse d'un régleur en charge [source : Omicron].....	58
Figure 36: Ondulation et pente pour un régleur sain de 11 positions. [Source Omicron].....	59
Figure 37: Modèle du transformateur ramené au primaire.....	59
Figure 38: Répartition du champ magnétique [Source : (SEGUIER et NOTELET, 2006)].....	60
Figure 39: Modèle équivalent avec présence de l'effet de peau.....	62
Figure 40: Développé de 2 bobines raccordées en parallèles.....	63
Figure 41: Croisement des conducteurs et annulation des courants parasites.....	63
Figure 42: Diagnostic par FRSL d'un amorçage [Source : Omicron].....	64
Figure 43: Génération de charge et types de polarisation .....	66
Figure 44: Schéma équivalent isolant et diagramme de Fresnel.....	68
Figure 45: Influence de la fréquence sur les charges .....	69
Figure 46: Mesure de la tangente delta inter-enroulement .....	70
Figure 47: Spectre du FDD pour 3 transformateurs d'âges différents.....	72
Figure 48: Tendance de l'humidité et de la conductivité.....	72
Figure 49: Principe de mesure et courbe typique des FDD à 20°C .....	74
Figure 50: Montage de mesure pour un enroulement HT d'un transformateur Yx.....	81
Figure 51: Réponse en fréquence d'une inductance et d'une capacité.....	82
Figure 52: montage réjecteur de bande et passe bande du second ordre.....	83
Figure 53: Composition de filtres passe-bande et réjecteur de bande.....	83
Figure 54: Simulation des traces SFRA d'un enroulement HT d'une sous-station.....	84
Figure 55: Réponse fréquentielle typique d'un enroulement HT [source Omicron].....	85
Figure 56: Représentation d'une mesure FRA sur un transformateur 1250kVA 20kV/400V .....	86
Figure 57: Mesure normale entre les enroulements A-B, B-C, C-A, secondaire ouvert.....	91
Figure 58: Disposition des enroulements transformateur Dy11.....	92
Figure 59: Mesure normale entre les enroulements a-n, b-n, c-n, primaire ouvert.....	93
Figure 60 : Mesure secondaire en court-circuit .....	94
Figure 61 : Mesure capacitive.....	95
Figure 62 : Mesure capacitive.....	96
Figure 63 : Processus d'industrialisation des produits d'assistance technique.....	99
Figure 64: Résultat de la stratégie commerciale au 01/02/2016 .....	103
Figure 65: Processus de développement.....	108
Figure 66: Bilan de l'exercice arrêté au 1er février 2016.....	112

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I: Limites normalisées pour un transformateur neuf (NF EN 60422, 2006).....	73
Tableau II: Limites normalisées pour un transformateur en service (NF EN 60422, 2006).....	73
Tableau III: Limites normalisées pour les traversées.....	75
Tableau IV: Mesures complémentaires.....	87
Tableau V : Interprétation selon la norme DL/T 911-2004, China 2005-06-01.....	91
Tableau VI : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure normale primaire.....	92
Tableau VII : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure normale secondaire.....	93
Tableau VIII : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure secondaire en court-circuit.....	94
Tableau IX : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure capacitive.....	95
Tableau X : Analyse selon la DL/T 911-2004 pour la mesure inductive.....	96

**ANNEXE 1 : Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance**  
**[d'après IEEE 62-1995]**

Éléments du transformateur à évaluer	Méthode de diagnostic	Exemple d'appareil de mesure
Enroulements	Contrôle température (sec)	Surveillance directe par sonde
	Mesure de résistance (continuité)	Delta 4000 de Megger
	Contrôle du rapport de transformation	CPC 100 d'Omicron
	Mesure de l'inductance de fuite	CPC 100 d'Omicron ou MLR 10 de Megger
	Analyse d'huile	Sous-traitée à Oksam
	Analyse SFRA	FRANEO d'Omicron
	Évaluation du facteur de dissipation tangente $\delta$	CPC 100 + CP TD1 d'Omicron DIRANA
	Évaluation des décharges partielles	MDP 600 d'Omicron
	Mesure du courant magnétisant	CPC 100 d'Omicron
Traversées et isolateurs	Évaluation du facteur de dissipation tangente $\delta$	CPC 100 + CP TD1 d'Omicron et DIRANA
	Contrôle infra-rouge	Caméra infrarouge
	Évaluation des décharges partielles	MDP 600 d'Omicron
	Analyse SFRA	FRANEO d'Omicron
	Analyse d'huile	Sous-traitée à Oksam
	Contrôle visuel de l'état de l'isolateur	
Diélectrique liquide (huiles)	Contrôle niveau	DGPT2 ou Buchholz
	Contrôle température	DGPT2
	Analyses d'huile	Sous-traitée à Oksam
	Évaluation du facteur de dissipation tangente $\delta$	CPC 100 + CP TD1 d'Omicron et DIRANA
Circuit magnétique	Analyse SFRA	FRANEO d'Omicron
	Mesure du courant magnétisant	CPC 100 d'Omicron
	Vérification des liaisons à la terre	CPC 100 d'Omicron
Enveloppe ou cuve	Contrôle visuel état et recherche de fuites	Néant
	Contrôle du DGPT2 ou Buchholz	Essai sur banc
	Contrôle de l'échauffement en infra-rouge	Caméra infrarouge
	Évaluation des décharges partielles (sec)	Leakshooter LKS1000 de Synergys

## ANNEXE 2 : Base d'analyse de la réponse en fréquence d'un transformateur.

Ces tableaux regroupent les défauts sur les parties actives du transformateur : connectique et bobines, géométrie des enroulements, circuit-magnétique.

MESURE NORMALE	DÉFAUT	INFLUENCE SUR TRACE SFRA	MESURES COMPLÉMENTAIRES		
			MESURE EN COURT-CIRCUIT	MESURE CAPACITIVE	MESURE INDUCTIVE
L'asymptote issue de la réponse en BF converge vers la zone d'interaction entre enroulements [C;D].	<b>Court-circuit entre spires</b>	Le court-circuit supprime l'effet des inductances magnétisantes : $L_{\mu} = \left( \frac{N^2}{R_{él}} \right) \text{ si } N \downarrow$	On obtient la même réponse que la mesure normale sur l'enroulement en court-circuit.	Sans objet	Amplification de la réponse en BF, car modification du rapport de transformation en raison d'une diminution du nombre de spires actives.
Franche déformation en amplitude de la courbe autour du point [C]	<b>Court-circuit à la terre</b>	Modification de l'effet capacitif Cg de l'enroulement vis à vis de la terre (en partie court-circuité)	Sans objet	Sans objet	Sans objet
Franche translation en amplitude sur [A;C] OU Caractéristique de type capacitive (asymptote positive sur[A;C])	<b>Résistance de contact OU Circuit ouvert</b>	L'effet résistif n'agit que sur l'amplitude du signal. OU Un circuit ouvert se comporte comme un condensateur.	L'augmentation d'une résistance signe d'échauffements anormaux, est visible en HF. Le court-circuit et un courant plus fort amplifie la chute de tension sur un enroulement.	Sans objet	Sans objet

Mesure normale	DÉFAUT	INFLUENCE SUR TRACE SFRA	MESURES COMPLÉMENTAIRES			
			MESURE EN COURT-CIRCUIT	MESURE CAPACITIVE	MESURE INDUCTIVE	
<p><b>Translation vers la gauche ou vers la droite des fréquences de résonance de l'ordre du 10<sup>ème</sup> de décade</b>, voire apparition de nouveaux pics sur [D;E], Légère amplification du signal en BF [A;C].</p>	<p><b>Déformation radiale de l'enroulement (buckling).</b></p>	<p>Modification de la structure propre de l'enroulement, ayant un impact sur son inductance propre, et la capacité inter-spire. Diminution de l'inductance de fuite par déformation ponctuelle du canal de fuite (paramètre « a » figure 38 )</p>	<p>Translation des fréquences de résonance et amplification plus visible. Permet de détecter la phase en défaut (se dédouaner des couplages interactifs type triangle)</p>	<p>Permet de détecter la phase défailante car la déformation ponctuelle a un effet sur la capacité inter-enroulement <math>C_{HL}</math></p>	<p>Sans objet</p>	
<p><b>Forte atténuation de l'effet du CM sur la phase affectée sur [B;C].</b> Translation globale en amplitude de la courbe sur l'ensemble des fréquences, plus nettement marquée entre [A;B] et [D;E].</p>		<p><b>Déformation axiale de l'enroulement.</b></p>	<p>Modification de l'impédance car changements dans la répartition des lignes de champ le long de la colonne (Augmentation de <math>L_{\mu}</math>). Modification de la structure de l'enroulement (influence sur <math>L_s</math> et <math>C_s</math>).</p>	<p>Mouvement d'amplitude plus visible.</p>	<p>Sans objet</p>	<p>Atténuation de la réponse en BF, car la mauvaise répartition des lignes de champ a une influence sur l'inductance mutuelle et le couplage magnétique entre primaire et secondaire.</p>
<p><b>Légère modification d'amplitude mais pas d'allure entre [D;E].</b></p>		<p><b>Pliage de spires</b></p>	<p>Le faible modification de structure préfigure un début de déformation axiale.</p>	<p>Sans objet</p>	<p>Sans objet</p>	<p>L'atténuation peut être plus visible, car le déplacement influe sur la répartition des lignes de champ et le couplage inductif.</p>

MESURE NORMALE	DÉFAUT	INFLUENCE SUR TRACE	MESURES COMPLÉMENTAIRES		
		SFRA	MESURE EN COURT-CIRCUIT	MESURE CAPACITIVE	MESURE INDUCTIVE
<b>Légère translation en fréquence sans modification de l'allure de la courbe en HF sur [D;E]</b> relative à la structure de l'enroulement.	<b>Basculement ou « tassement » de spires localisé</b>	Le faible mouvement n'engendre pas de changements fondamentaux dans les caractéristiques de Ls et Cs. Il préfigure un début de déformation radiale	Translation des fréquences de résonance et amplification plus visible.	Sans objet	Sans objet
<b>Translation globale en amplitude de la courbe sur l'ensemble des fréquences.</b> Décalage des pics de résonance sur l'intervalle inter-enroulement sur [C;D].	<b>Affaissement et Basculement d'enroulement</b>	La rupture des points d'ancrage des bobines provoque la chute de l'enroulement. Le décalage de bobine influe sur le couplage inductif donc de l'induction mutuelle M.	Modification de la caractéristique perturbée par une variation de l'écart inter-enroulement, donc du canal de fuite en cas de basculement.	Un basculement modifie la capacité inter-enroulement $C_{HL}$ .	Modification de l'allure de la courbe en raison d'une modification du couplage magnétique. En BF altération du rapport de transformation.
<b>Nette translation en fréquence des pics de de résonance voire apparition de nouveaux pics sur l'intervalle inter-enroulement sur [C;D].</b>	<b>Télescopage ou mouvements relatifs entre enroulements</b>	Un mouvement relatif axial entre enroulements a un impact sur l'induction mutuelle M, les bobines n'étant plus en vis-à-vis.	Modification de la caractéristique en raison de l'influence du télescopage sur la répartition des lignes de champ de fuite, donc de l'inductance de fuite Ls.	Sans objet	Modification de l'allure de la courbe en raison d'une modification du couplage magnétique. En BF altération du rapport de transformation.

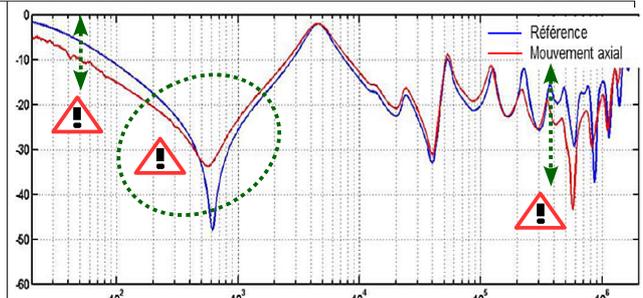
MESURE NORMALE	DÉFAUT	INFLUENCE SUR TRACE SFRA	MESURES COMPLÉMENTAIRES		
			MESURE EN COURT-CIRCUIT	MESURE CAPACITIVE	MESURE INDUCTIVE
<b>Déviations significatives et déformations des pics de résonances relatifs au CM sur [B;C]</b>	<b>Entrefer entre tôles de CM.</b>	La présence d'entrefers modifie la réluctance équivalente du circuit magnétique, qui influe sur l'inductance magnétisante $L_{\mu}$ .	Sans objet	Sans objet	Sans objet
<b>Disparition des pics de résonance sur [A;D]. La courbe converge vers la caractéristique de référence en D.</b>	<b>Court-circuit entre tôles.</b>	Diminution de la réluctance car réduction des distances de circulation des lignes de champ (l moy équation (12))  $L_{\mu} = \left( \frac{N^2}{R_{\text{él}}} \right) \text{ si } R_{\text{él}} \rightarrow 0$	Sans objet	Sans objet	Sans objet
<b>Franche déformation et forte translation en amplitude du pic de résonance du CM sur [B;C]</b>	<b>Circuit magnétique déconnecté de la terre</b>	Le potentiel flottant du circuit magnétique influence la tension aux bornes des capacités enroulements-terre $C_g$	Sans objet	Sans objet	Sans objet

**ANNEXE 3 : Courbes de réponse en fréquence typiques pour les principaux défauts figurés annexe 2.**

<p><b>Court-circuit entre spires :</b>  <i>[Source : Omicron, 2015]</i></p>	
<p><b>A ne pas confondre avec :</b></p>	
<p><b>Court-circuit entre tôles du circuit magnétique :</b>  <i>[Source : Cigré WG A2.26, Avril 2008]</i></p>	
<p><b>Court-circuit à la terre :</b>  <i>[Source : Omicron, 2015]</i></p>	
<p><b>A ne pas confondre avec :</b></p>	
<p><b>Circuit magnétique déconnecté de la terre :</b>  <i>[Source : Brochure FRAX, 2008]</i></p>	

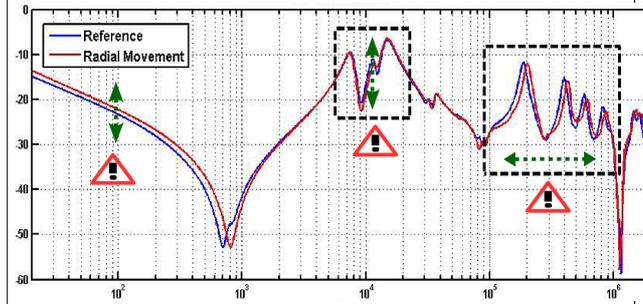
**Déformation axiale d'un enroulement :**

[Source : IEEE PC57.149/D6, avril 2009]



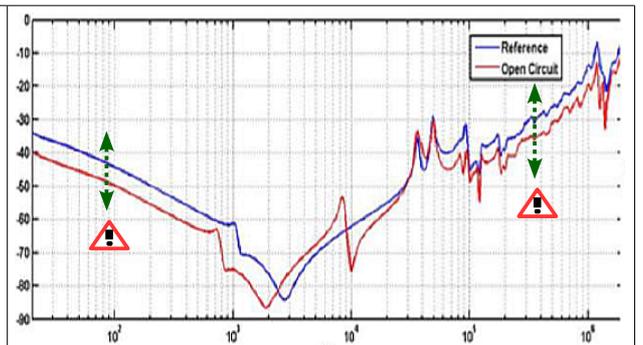
**Déformation radiale d'un enroulement :**

[Source : IEEE PC57.149/D6, avril 2009]



**Défaut résistif, augmentation de la résistance de contact**

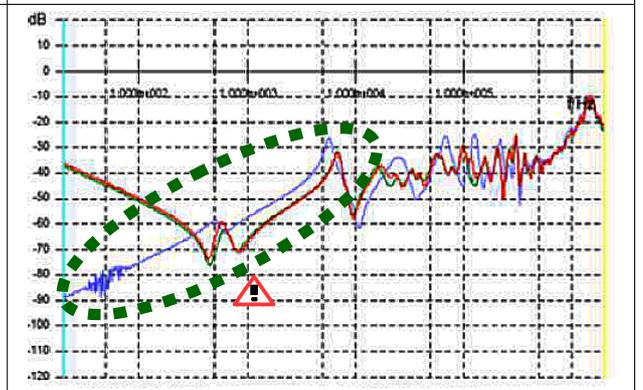
[Source : Omicron, 2015]



**Rupture franche de la continuité électrique :**

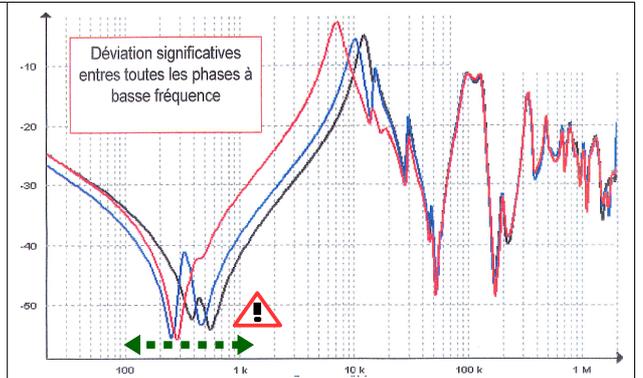
(courbe de réponse d'allure capacitive)

[Source : Omicron, 2015]



**Entrefer dans le circuit magnétique :**

[Source : Brochure FRAX, 2008]



DIDIER NILLY, Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance, et son développement au sein de l'Apave. Mémoire d'ingénieur CNAM, Aix-en-Provence 2016.

---

## RESUME

De nos jours, l'Industrie observe une mutation de sa politique de maintenance en cherchant à concilier la rationalisation des coûts avec la fiabilité des installations. C'est dans ce cadre, qu'Apave se positionne sur le marché de l'assistance technique en tant que tiers partie, tel que le diagnostic des transformateurs de puissance.

Le diagnostic d'état d'un transformateur se base sur deux approches : l'une basique, s'appuyant sur un ensemble de prise de mesure relevant de la maintenance courante ; l'autre experte, faisant appel à deux méthodes innovantes à forte valeur ajoutée pour le client.

Ces dernières consistent à évaluer les effets des modes de défaillance affectant les diélectriques, grâce la mesure du facteur de dissipation (ou tangente  $\delta$ ) qui quantifie le courant de conduction et la permittivité des isolants.; mais aussi, celles affectant les parties actives grâce à l'analyse du comportement fréquentiel des enroulements et du circuit magnétique.

L'étude de marché relative au soutien à l'optimisation du management de la maintenance des systèmes énergétiques stratégiques des entreprises, montre un réel intérêt commercial. Ce contexte est particulièrement favorable aux missions d'assistance technique, dont la pertinence est en parfaite corrélation avec les valeurs propres à un organisme de prévention des Risques.

Mots clés : transformateur de puissance – mode de défaillance – facteur de dissipation – tangente delta – réponse par balayage fréquentielle – maintenance préventive optimisée.

---

## SUMMARY

Nowadays, Electrical maintenance services reveal some changing. The goal of the new maintenance policy is to reduce costs by keeping high reliability of electrical facilities. This established fact may provide to Apave a real business market concerning technical engineering support like power transformer analysis.

Transformer diagnosis can be performed following two ways. The first one consist in basic measurements mainly executed during currently maintenance tasks. The second, is based on two innovative methodology requiring a significant expert level in transformer condition assessment, which could occur a real additional value to Apave customers.

These, consist in measuring the dielectric power factor to quantify the leakage current and dielectric permittivity, both value qualifying insulation system reliability. Likewise, swept frequency response analysis is able to identify failures into coils and magnetic circuit structure.

Accordingly Apave expert advise concerning strategical electrical systems, participate to make the maintenance management policy more efficient. The need of such deliveries is proved by the market study. It shows us that actual industry environment is particularly positive to engineering support, activities which completely corresponds to ethical value of an independent risk management company like Apave.

Key words : Power transformer – transformer failure consequences – dielectric response analysis – swept frequency response analysis – preventive maintenance strategy.