



Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance

Jean Sanchez

► **To cite this version:**

Jean Sanchez. Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance. Autre. Université Grenoble Alpes, 2011. Français. <NNT : 2011GRENT031>. <tel-01017179>

HAL Id: tel-01017179

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01017179>

Submitted on 2 Jul 2014

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Jean SANCHEZ

Thèse dirigée par **Jean-Pierre ROGNON** et
codirigée par **Gilles ROSTAING**

préparée au sein du
Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)
dans
**l'École Doctorale « Électrotechnique Électronique
Automatique et Traitement du Signal »**

Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance

Thèse soutenue publiquement le 21 juin 2011,
devant le jury composé de :

M. François BURET

Professeur à l'ECL – Laboratoire Ampère, Président du Jury

M. Daniel ROGER

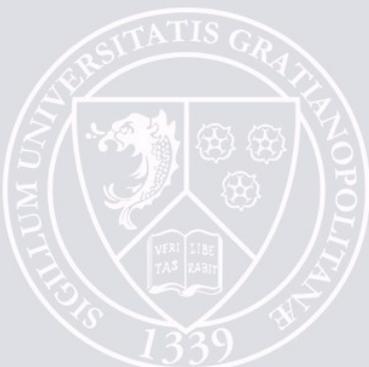
Professeur à l'Université d'Artois – LSEE, Rapporteur

M. Jean-Pierre ROGNON

Professeur à Grenoble INP – G2ELab, Membre

M. Gilles ROSTAING

Maître de Conférences au CNAM Paris – SATIE, Membre



Résumé

Les transformateurs de puissance sont des éléments clés des systèmes électriques. Leurs défaillances sont très coûteuses, principalement à cause de la non-disponibilité du service électrique qu'elles entraînent. L'évaluation rapide et précise de défauts internes des transformateurs est, en conséquence, un facteur clé d'une exploitation efficace et sûre. Un tel diagnostic est généralement établi par un expert humain qui fait corrélérer différents types d'informations telles que des résultats d'essais électriques ou chimiques, le déclenchement de protections ou l'historique de l'appareil.

Cette thèse présente un outil original d'aide au diagnostic de défauts, qui reprend, en les formalisant, la démarche et la capitalisation d'expérience de l'expert. Les informations disponibles sur le transformateur à étudier sont analysées de manière systématique par le système proposé. Des hypothèses de défaut sont alors formulées et un degré de confiance calculé pour chacune d'elle. Pour améliorer la confiance en certaines de ces hypothèses, l'outil recherche, et propose, de renseigner des informations utiles pouvant améliorer le diagnostic. Il progresse ainsi jusqu'à ce que la confiance d'au moins une hypothèse soit suffisante pour l'utilisateur.

Le système peut de plus évoluer efficacement dans le temps en prenant facilement en compte de nouveaux types d'essais ou de nouvelles informations pouvant être discriminants dans un diagnostic, et ainsi améliorer automatiquement les diagnostics futurs.

Mots clés : Transformateurs de Puissance, Diagnostic, Défauts, Formalisation, Expertise

Abstract

Power transformers are key components to the electrical systems. Their failures cause long electrical service unavailability: therefore they are very expensive. Quick and accurate assess of transformer's internal faults is consequently a key issue for an efficient and safe service life. Such diagnosis is mainly led by a human expert, due to his ability to link different kind of information such as electrical or chemical tests, tripped protections or history of the apparatus.

This thesis presents an original method of diagnosis aid that behaves somehow like an expert, and capitalizes his experience, by formalizing it. The available information on a particular transformer is used to search any similarities within the developed system, on a systematic base. Then faults hypothesis are proposed and according confidences are calculated. To improve those hypothesis' confidences the method will propose to inform new useful information that could improve the diagnosis. Then it continues up until at least one hypothesis confidence is high enough for the user.

This system could easily evolve over time by taking into account new kinds of tests or new information that could be significant in any diagnosis, and then automatically improve future diagnosis.

Keywords: Power Transformers, Diagnosis, Faults, Formalisation, Expertise

Thèse réalisée au :

G2ELab (UMR 5269) 961, rue de la Houille Blanche - BP 46 38402 Saint Martin d'Hères Cedex

En collaboration avec : TSV 225 avenue Francis de Préssenssé 69694 Vénissieux Cedex

Remerciements

Un grand merci à toutes celles et ceux qui ont permis à cette thèse de s'accomplir, qui m'ont encouragé jusqu'au bout, ou encore qui prirent le temps de relire mon travail, et d'y apporter leurs judicieuses corrections.

Sur le plan technique :

- François SIMON, PDG de TSV, pour avoir initié cette thèse et permis qu'elle se déroule dans d'excellentes conditions !
- Patrick LONG, directeur technique de TSV, qui m'a encadré durant cette thèse, Emmanuel MOUTIN, responsable du bureau d'études de TSV, Mohamed BELMILOUD, directeur de TRANSFO-LAB et René YVRARD, expert régleurs en charge de TSV, pour avoir partagé sans limites leurs grandes expériences à travers leurs explications techniques très complètes, poussées et passionnantes sans lesquelles je n'aurais pu atteindre la compréhension que j'ai aujourd'hui des transformateurs, aussi bien en général... que dans de nombreux détails insoupçonnables !
- Gilles ROSTAING, Jean-Pierre ROGNON et Florence FRANCOIS pour leur encadrement, leur soutien et leurs conseils durant toute cette thèse, ainsi que leurs relectures attentives.
- MM. François BURET et Daniel ROGER d'avoir accepté d'être mes rapporteurs de thèse.
- L'ensemble du personnel de TSV qui m'a toujours aidé et répondu à mes nombreuses questions sur les transformateurs, dont : Christophe BERNE pour sa large connaissance aussi bien des transformateurs que de la société, le service Essais (Florent CLAUDEL, Philippe CARD, Cédric MARTIN), le Bureau d'Etudes (Jacques POMIER, Olivier MOREL, Nicolas MANZONI), Dominique LECUYER (« couteau-suisse » du transformateur), Thierry BOUCHOT, Johnny CARLUCCI, Frédéric LESTRAT, Alexandre GRAND pour sa patience et Fabrice SAINTON en particulier pour l'aspect programmation, ainsi que les personnes que j'ai pu oublier, qu'elles m'excusent.
- Michaël KRUGER, expert technique d'Omicron Electronics, pour son amitié et sa confiance, qui m'a donné la chance de présenter mon premier article international, avec M. BELMILOUD.
- Mladen BANOVIC, pour sa curiosité sur de nombreux domaines attenants au transformateur, dont les méthodes de diagnostic intelligentes d'analyse d'huile.
- Jean-Marc GARCIA, RTE, qui m'a initié aux matériels spécifiques des postes haute tension.
- L'équipe enseignante de l'IUT Mesures Physiques d'Annecy qui m'a donné le goût des sciences. En particulier MM. Guillaume POULET, André BETEMPS, Marc LOMELLO-TAFIN et Philippe GALEZ.
- Tout le personnel des usines françaises de transformateurs existantes, ou ayant existées, qui ont permis une émulation scientifique et industrielle remarquable durant des années ! Bien que le nombre de ces sites industriels s'amointrisse en France depuis quelques décennies, une quantité extraordinaire de savoirs, théoriques et pratiques, ont été générés dans ces usines, ou en collaboration avec celles-ci. Des recherches minutieuses permettent toujours de retrouver des travaux français, souvent anciens, de qualité qui en sont issus. Je tiens à remercier tout particulièrement les personnes de ces usines qui ont pris la peine de synthétiser leurs travaux techniques ! Que soit remercié ici le personnel des usines de transformateurs dont plusieurs réalisations m'ont inspirées : la Savoienne d'Aix-les-Bains, la C.E.M. du Havre, d'Alstom Saint-Ouen, de Jeumont-Schneider Transformateur à Lyon, de Laborde & Kupfer à Vénissieux ainsi que l'excellent, bien qu'ancien, cours de l'Ecole Supérieure d'Electricité de MM. Pichon et Galois.

Sur le plan personnel :

- Pierre SANCHEZ, mon frère, pour ses relectures attentives, ses commentaires sympathiques, et que je félicite pour sa reprise d'études dont je suis admiratif !
- Thérèse PLASSON et Marcel SANCHEZ, mes parents qui m'ont toujours soutenu, permis d'arriver où je suis aujourd'hui et à qui je dois énormément !
- Hélène et Philippe SANCHEZ, ma sœur et mon frère qui m'ont toujours soutenu.
- Aline PERROLLET pour sa présence à mes côtés, et son soutien permanent durant toute la thèse.
- Géraldine LEPERE pour ses encouragements, via ses relectures en particulier.
- Philippe GOUTTARD, auprès de qui j'ai beaucoup appris depuis plusieurs années sur, et en dehors des tapis d'aïkido, que je remercie ici pour son enseignement sincère et son amitié.
- Mari et Emmanuel POEY, qui m'ont aidé et su me faire réfléchir pour aller de l'avant il y a quelques années, lorsque ce fut nécessaire.

Table des matières

RESUME	2
ABSTRACT	2
REMERCIEMENTS	3
TABLE DES MATIERES	5
INTRODUCTION GENERALE.....	9
OBJECTIFS DE LA THESE	10
LE CONTEXTE INDUSTRIEL : TSV	11
ORGANISATION DU DOCUMENT.....	11
CHAPITRE 1 : LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	12
1.1. INTRODUCTION	13
1.2. LE ROLE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	13
1.2.1. <i>Aspect fonctionnel : convertisseur AC/AC</i>	13
1.2.2. <i>Types de transformateurs classiques</i>	14
1.2.2.1. Transformateur de distribution et de puissance	14
1.2.2.2. Autotransformateur	14
1.2.2.3. Transformateur triphasé.....	14
1.2.3. <i>Contextes d'utilisation</i>	15
1.2.3.1. Le réseau électrique.....	15
1.2.3.2. La production d'électricité.....	15
1.2.3.3. Le transport d'énergie électrique.....	16
1.2.3.4. La distribution électrique	16
1.2.3.5. Les applications industrielles	17
1.2.3.6. Indisponibilité des transformateurs.....	18
1.3. PRINCIPES ET CONSTRUCTION	19
1.3.1. <i>Normes sur les transformateurs</i>	19
1.3.2. <i>Principes de fonctionnement</i>	20
1.3.2.1. Principe général	20
1.3.2.2. Schéma électrique équivalent.....	20
1.3.2.3. Diagrammes de Kapp	21
1.3.2.4. Tension de court-circuit.....	22
1.3.2.5. Réglage.....	22
1.3.2.6. Couplage des enroulements.....	23
1.3.2.7. Bases du dimensionnement.....	23
1.3.3. <i>Technologies de construction de transformateurs de puissance</i>	24
1.3.3.1. Aux origines	24
1.3.3.2. Généralités.....	25
1.3.3.3. Enroulements	26
1.3.3.4. Circuit magnétique	27
1.3.3.5. Huile diélectrique : isolant et caloporteur	28
1.3.3.6. Refroidissement	28
1.3.3.7. Régleur hors tension.....	29
1.3.3.8. Régleur en charge.....	30
1.3.3.9. Traversées isolantes.....	31
1.3.3.10. Conclusions	31
1.4. EXPLOITATION D'UN TRANSFORMATEUR	32
1.4.1. <i>Sortie d'usine</i>	32

1.4.2.	<i>Exploitation</i>	32
1.4.3.	<i>Politique de maintenance</i>	33
1.4.4.	<i>Vieillessement du parc</i>	34
1.4.5.	<i>Fiabilité des transformateurs</i>	34
1.4.6.	<i>Contraintes et défauts associés</i>	35
1.4.6.1.	Définitions	35
1.4.6.2.	Contraintes diélectriques et surtensions	37
1.4.6.3.	Contraintes électrodynamiques et surintensités	38
1.4.6.4.	Contraintes électriques : mauvais contacts	39
1.4.6.5.	Contraintes thermiques : surcharges, points chauds et vieillissement	40
1.4.6.6.	Contraintes électromagnétiques et courants de Foucault	41
1.4.6.7.	Contraintes mécaniques : vibrations, fuites et transport	42
1.4.7.	<i>Réparation</i>	43
1.4.8.	<i>Fin de vie</i>	43
1.5.	ROLES ET ENJEUX DU DIAGNOSTIC TRANSFORMATEUR	44
1.5.1.	<i>Contexte</i>	44
1.5.2.	<i>Acteurs du diagnostic de transformateurs</i>	44
1.6.	CONCLUSION	45

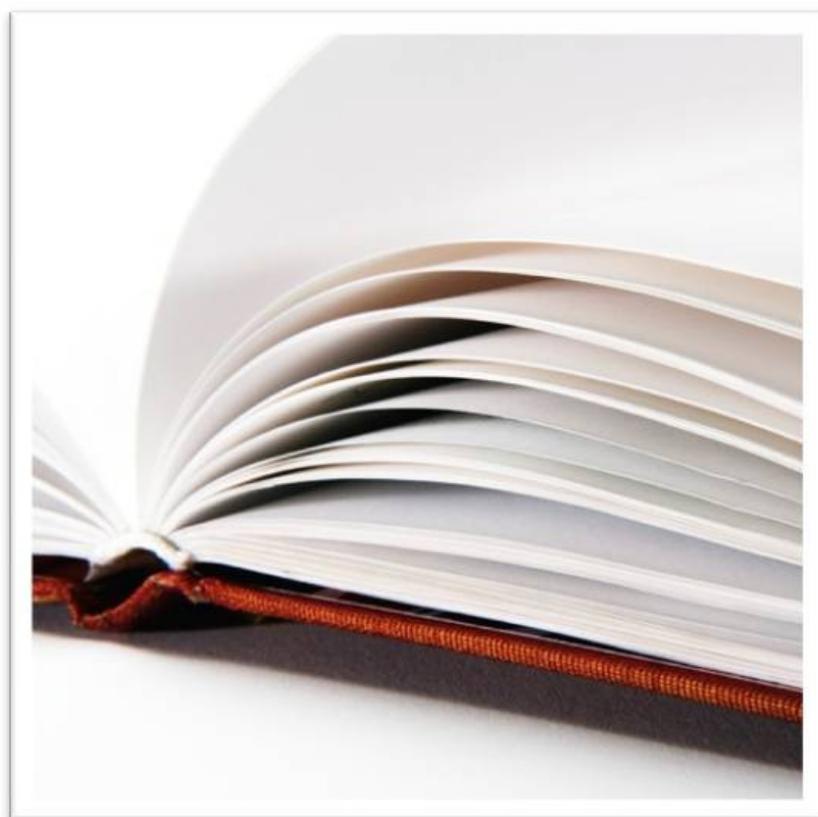
CHAPITRE 2 : DEFAUTS DE TRANSFORMATEURS ET INFORMATIONS UTILES POUR LEURS DIAGNOSTICS 46

2.1.	INTRODUCTION	47
2.2.	DEFAUTS RETENUS DANS CETTE ETUDE	48
2.2.1.	<i>Défaut d'isolement de la partie active</i>	49
2.2.2.	<i>Amorçage diélectrique entre spires</i>	49
2.2.3.	<i>Court-circuit entre spires</i>	49
2.2.4.	<i>Amorçage du corps insérable du régleur en charge</i>	49
2.2.5.	<i>Décharges Partielles</i>	51
2.2.6.	<i>Point chaud interne au transformateur</i>	51
2.2.7.	<i>Coupure du circuit électrique</i>	51
2.2.8.	<i>Déformation géométrique des enroulements</i>	51
2.3.	INFORMATIONS FACTUELLES : CONSTATATIONS DE L'EXPLOITANT ET L'EXPERT	53
2.3.1.	<i>Les informations factuelles permanentes</i>	53
2.3.2.	<i>Les informations factuelles temporaires</i>	53
2.3.2.1.	Protections des transformateurs.....	54
2.3.2.2.	Evénements extérieurs.....	56
2.3.2.3.	Inspection visuelle et constatations externes	56
2.4.	LES MESURES	57
2.4.1.	<i>Contexte d'application</i>	57
2.4.2.	<i>Interprétation des mesures : entre la pratique et les normes</i>	59
2.4.3.	<i>Analyses d'huile</i>	61
2.4.3.1.	Analyses d'huile et diagnostic de transformateur	61
2.4.3.2.	Analyse des gaz dissous dans l'huile	61
2.4.4.	<i>Essais électriques</i>	62
2.4.4.1.	Essais de réception	62
2.4.4.2.	Rapport de transformation (essai individuel).....	63
2.4.4.3.	Résistance d'enroulement (essai individuel)	64
2.4.4.4.	Résistance d'isolement	65
2.4.4.5.	Tension de court-circuit (essai individuel)	66
2.4.4.6.	Courant magnétisant.....	67
2.4.4.7.	Frequency Response Analysis (FRA)	68
2.4.4.8.	Tenue à la tension nominale, à vide (Haute Tension)	69

2.4.4.9.	Décharges partielles (Haute Tension)	70
2.5.	MONITORING & DIAGNOSTIC	71
2.6.	CONCLUSION SUR LES INFORMATIONS UTILES AU DIAGNOSTIC DE DEFAUT	72
CHAPITRE 3 : ETAT DE L'ART DES RECHERCHES SUR LE DIAGNOSTIC DE TRANSFORMATEURS.....		73
3.1.	INTRODUCTION	74
3.2.	DEMARCHE CLASSIQUE DE DIAGNOSTIC DE TRANSFORMATEURS	75
3.3.	ETUDE DE CAS	76
3.3.1.	<i>TSV et le diagnostic</i>	76
3.3.2.	<i>Etude de cas</i>	76
3.3.2.1.	Observation.....	76
3.3.2.2.	Informations disponibles.....	76
3.3.2.3.	Diagnostic.....	77
3.3.2.4.	Confirmation.....	78
3.3.2.5.	Analyse.....	78
3.4.	ETAT DE L'ART DES MESURES ET LEURS ANALYSES, AFFINANT LES SYMPTOMES	80
3.4.1.	<i>Intelligence artificielle et diagnostic</i>	81
3.4.1.1.	Systèmes experts	81
3.4.1.2.	Réseaux de neurones	82
3.4.2.	<i>Mesures et interprétations avancées</i>	82
3.4.2.1.	Facteur de dissipation (tangente delta).....	82
3.4.2.2.	Frequency Domain Spectroscopy (FDS).....	83
3.4.2.3.	Réponse acoustique des régleurs en charge.....	83
3.4.2.4.	Analyses d'huile et intelligence artificielle	84
3.5.	ETAT DE L'ART DES METHODOLOGIES D'ANALYSE GENERALE DES SYMPTOMES	85
3.5.1.	<i>Les normes et le diagnostic généraliste</i>	85
3.5.2.	<i>Une tentative d'approche globale</i>	86
3.5.3.	<i>Une méthode générale auto-adaptative par réseaux de neurones</i>	87
3.5.4.	<i>Health Index</i>	87
3.6.	CONCLUSION SUR L'ETAT DE L'ART DU DIAGNOSTIC DE TRANSFORMATEURS.....	88
CHAPITRE 4 : SYSTEME D'AIDE AU DIAGNOSTIC DE DEFAUTS DE TRANSFORMATEUR.....		89
4.1.	INTRODUCTION	90
4.2.	STRUCTURE DE L'OUTIL D'AIDE AU DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS	91
4.2.1.	<i>Quelques définitions</i>	91
4.2.2.	<i>Objectifs de l'outil de diagnostic</i>	91
4.2.3.	<i>Principe général</i>	92
4.3.	DES PROBLEMES A LA SOLUTION	94
4.3.1.	<i>Moyens à disposition et développement des méthodes de diagnostic</i>	94
4.3.2.	<i>Quelques statistiques sur les cas expertisés retenus</i>	96
4.3.3.	<i>Première formalisation d'expertises : des défauts et des entrées</i>	97
4.3.3.1.	Une première formalisation des 28 cas expertisés	97
4.3.3.2.	Les défauts : simples et multiples.....	98
4.3.3.3.	Les entrées	99
4.3.4.	<i>Seconde formalisation des expertises : une base de cas expertisés, complétée par un expert..</i>	101
4.3.4.1.	Stockage dans une base de cas	101
4.3.4.2.	Base de cas finale	102
4.3.5.	<i>Les méthodes exploitant la base de cas</i>	103
4.3.5.1.	1 ^{ère} exploitation de la base : méthodes à base de moyennes	103
4.3.5.2.	2 nd e exploitation de la base : méthodes combinatoires	104
4.3.5.3.	Conclusions sur les méthodes fondées sur la base de cas	105

4.4.	METHODE DE DIAGNOSTIC FINALE : TABLE D'EXPERT, CONFORTEE PAR LA BASE DE CAS	107
4.4.1.	<i>Principe du diagnostic pour une itération</i>	107
4.4.2.	<i>Table d'expert</i>	108
4.4.3.	<i>Analyse de la table de défauts d'expert, du point de vue du transformateur</i>	109
4.4.4.	<i>Exemple</i>	110
4.4.5.	<i>Choix des entrées complémentaires pour aller plus loin dans le diagnostic</i>	111
4.4.5.1.	Principe	111
4.4.5.2.	Exemple.....	111
4.5.	PERFORMANCES ET VALIDATION DE L'OUTIL	113
4.5.1.	<i>Critères de réussite</i>	113
4.5.2.	<i>Méthodologie de test</i>	113
4.5.3.	<i>Résultats</i>	114
4.5.4.	<i>Analyse des résultats</i>	114
4.5.5.	<i>Etude sur l'efficacité des entrées complémentaires</i>	115
4.6.	CONCLUSION SUR L'OUTIL D'AIDE AU DIAGNOSTIC	116
	CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	118
	ANNEXE A : ENROULEMENTS : COLONNE, CUIRASSE	120
	ANNEXE B : CARACTERISTIQUES D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	121
	ANNEXE C : MESURES DIVERSES SUR LES TRANSFORMATEURS	124
	ANNEXE D : VIEILLISSEMENT DU TRANSFORMATEUR ET ANALYSES CHIMIQUES	127
	ANNEXE E : CHOIX INFORMATIQUES	130
	ANNEXE F : DETAIL DES INFORMATIONS DE LA PREMIERE FORMALISATION	132
	ANNEXE G : DETAILS DE METHODES FONDEES SUR LA BASE DE CAS	136
	ANNEXE H : DETAIL DE L'ETUDE SUR LES ENTREES COMPLEMENTAIRES	141
	LISTE DES FIGURES	143
	LISTE DES TABLEAUX	145
	BIBLIOGRAPHIE	146

INTRODUCTION GENERALE



Objectifs de la thèse

Les transformateurs sont des éléments cruciaux dans la chaîne de transmission de l'énergie électrique. Ce sont les maillons critiques d'adaptation entre deux réseaux de tensions différentes.

Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes au vu du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné. Par exemple, l'ordre de grandeur de la perte d'exploitation d'une centrale nucléaire française est de l'ordre d'un million d'euros par jour !

En particulier après le déclenchement d'une alarme ou l'apparition d'une avarie sur un transformateur, il est essentiel d'avoir un diagnostic le plus fiable possible faisant état de ses éventuels défauts, les risques qu'il représente et les options de réparations à effectuer. Le résultat de ce diagnostic donne les informations nécessaires au calcul technico-économique de la réparation ou non d'un appareil, ainsi que sur le risque de son maintien en exploitation.

De nombreuses variétés de constructions sont possibles, dépendant principalement des besoins spécifiques de l'utilisateur, et des réalisations typiques, et différentes, de chaque constructeur. De par cette grande variété l'interprétation de différentes mesures pour une recherche de défauts est un exercice délicat dans des cas réels. Le travail de corrélation d'informations variées, dont certaines complexes, mis en œuvre durant le diagnostic repose aujourd'hui quasi exclusivement sur des experts. Ceux-ci prennent en compte une grande partie des cas possibles, incluant de nombreux détails, divers modes de défaillances, les retours d'expériences connus, etc. La synthèse et l'application des connaissances multiples de ces experts amènent au diagnostic d'un transformateur pour une situation donnée.

Le travail de cette thèse porte sur la conception d'un outil d'aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance, pour accompagner, voire suppléer en partie, ce travail humain très complexe. Cet outil vise un public d'experts dans un premier temps, puis un public averti de techniciens et d'utilisateurs de transformateurs à terme.

Le but principal est de formaliser, dans une certaine mesure, ce processus de diagnostic pour les cas de défaut les plus fréquents à minima. Et donc d'apporter une synthèse fiable d'informations complexes, sans l'appui d'expert, ou d'affiner les recherches de l'expert en cas de recherche de défaut, ou de situation présumée anormale sur un transformateur.

Cette thèse posera un état de l'art des méthodes de mesures classiques appliquées aux transformateurs, puis tentera d'établir des liens entre ces résultats bruts et la recherche de défauts en milieu industriel. Ce travail cherchera à formaliser et organiser un certain nombre de ces diverses connaissances utiles au sein d'un unique outil d'aide au diagnostic.

Le contexte industriel : TSV

Transformateurs Solutions Vénissieux S.A. (TSV), entreprise spécialisée dans la réparation et l'expertise de transformateurs de puissance, souhaite formaliser l'état de l'art des méthodes de diagnostics de ceux-ci, puis optimiser son expertise dans leurs localisations de défauts.

Ces travaux de recherche sont effectués en partenariat entre le G2ELAB et TSV. Ils visent à répondre aux besoins industriels de TSV concernant le diagnostic :

1. capitaliser la connaissance et l'expérience de ses équipes techniques.
2. formaliser les liens de type expert entre plusieurs de ses connaissances.
3. mettre à la disposition de ses équipes des outils d'aide à la localisation des défauts sur un transformateur défaillant, sur site ou dans les ateliers.

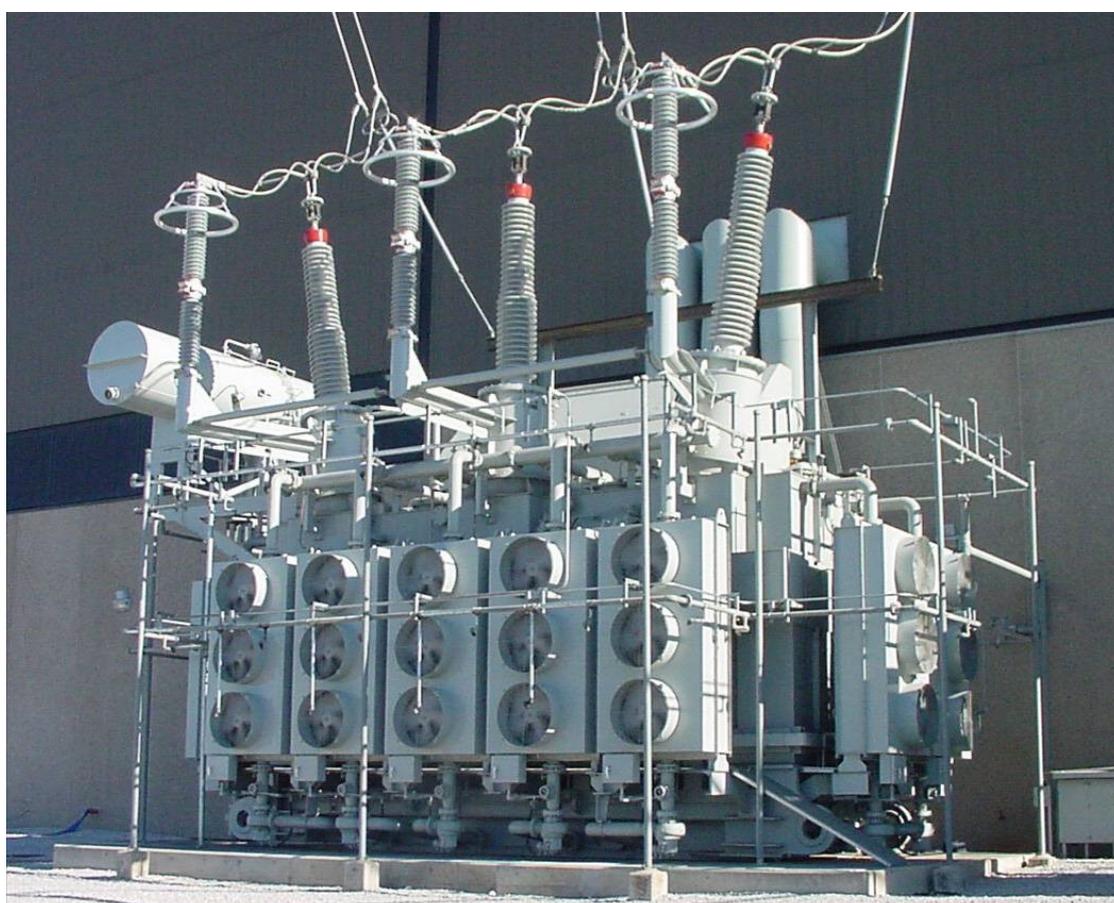
Ces besoins sont justifiés par le souci d'évaluer au mieux l'état d'un appareil défaillant, et donc les interventions à effectuer sur celui-ci, de réduire le temps de remise en service de ce matériel et enfin de pérenniser la connaissance et le savoir faire spécifique de l'entreprise vis-à-vis du diagnostic.

Organisation du document

La thèse est composée de quatre parties.

- ✓ Le premier chapitre présentera le contexte de cette étude, à savoir : le transformateur électrique en général, ses diverses utilisations ainsi que les principaux éléments qui le constituent. Les principales étapes de la vie d'un transformateur seront précisées, leur fiabilité, ainsi que les contraintes qu'il peut subir et doit pouvoir tenir.
- ✓ Le deuxième chapitre présentera les différentes informations, de tout type, utiles pour le diagnostic de défauts des transformateurs, et qui seront réutilisées dans l'outil de diagnostic final. Deux catégories d'informations seront examinées : les informations factuelles relevant généralement de l'exploitant, et les mesures qui peuvent être réalisées, relevant d'une intervention technique sur l'appareil.
- ✓ Le troisième chapitre posera un état de l'art du diagnostic de transformateurs, en milieu industriel, ainsi que quelques méthodes avancées.
- ✓ Enfin le quatrième chapitre, formalisera l'outil original développé pour l'aide au diagnostic de défauts, automatisant le processus de diagnostic de transformateurs. Cet outil se basant sur les sujets développés précédemment, et formalisant en particulier l'expertise et le retour d'expérience d'une usine de réparation. Enfin des tests valideront l'approche retenue mise en place dans l'outil final.

Chapitre 1 : LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE



Transformateur élévateur de sortie de centrale électrique, triphasé 760 MVA 345 kV

1.1. Introduction

Ce premier chapitre introduit tout d'abord le contexte dans lequel s'inscrivent les transformateurs de puissance. Puis plusieurs des principaux éléments les constituants seront présentés. Certains d'entre eux étant très techniques, et de plus très critiques, comme les régulateurs en charge.

Ensuite seront exposées les grandes étapes du cycle de vie des transformateurs, et leur fiabilité en exploitation. Suivront alors les différentes contraintes que ces appareils peuvent subir, et doivent tenir. Enfin, les enjeux du diagnostic de défaut seront alors présentés.

1.2. Le rôle des transformateurs de puissance

1.2.1. Aspect fonctionnel : convertisseur AC/AC

Quelques définitions :

« **Transformateur de puissance** : 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 » norme (IEC 60076-1, 2000)

« Les transformateurs [...] sont réversibles et permettent, soit l'élévation, soit l'abaissement de la tension ; [...] d'où la possibilité de choisir [...] la meilleure tension pour la production, le transport, la distribution, l'utilisation de l'énergie électrique, et de passer facilement de l'une à l'autre. » (BOYER, NORBERT, & PHILIPPE, 1981)

Un transformateur électrique permet donc de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur final avec un minimum de pertes, à différents niveaux de tensions. Le transformateur est l'élément du réseau qui permet le passage d'une tension alternative donnée à une autre : c'est un convertisseur AC/AC à fréquence fixe, celle du réseau.

1.2.2. Types de transformateurs classiques

1.2.2.1. Transformateur de distribution et de puissance

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau, principalement 20 kV, pour l'adapter à l'utilisateur final, en général 400 V triphasé en France. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haute tension seront des transformateurs de puissance (i.e. Figure 1). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.



Figure 1 : Transformateur de puissance

1.2.2.2. Autotransformateur

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un transformateur, à puissance traversante égale. Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Etant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second.

Dans la présente étude sur le diagnostic de défauts, les autotransformateurs de puissance seront assimilés aux transformateurs de puissance dont la construction et le fonctionnement sont très proches.

1.2.2.3. Transformateur triphasé

Dans les réseaux industriels l'énergie électrique est principalement transportée en triphasé, où sont par suite utilisés les transformateurs triphasés. Cependant pour des questions de gabarit de transport, ou d'unités de secours, il peut arriver que trois transformateurs monophasés distincts soient couplés en montage triphasé extérieurement.

1.2.3. Contextes d'utilisation

1.2.3.1. Le réseau électrique

L'énergie électrique est transmise des sources aux utilisateurs, industriels ou domestiques, à travers un réseau électrique (Figure 2) comprenant différents niveaux de tensions et donc de nombreux transformateurs, des lignes et des disjoncteurs.

Le réseau est classiquement découpé en trois parties principales : la production, le transport et la distribution d'électricité.

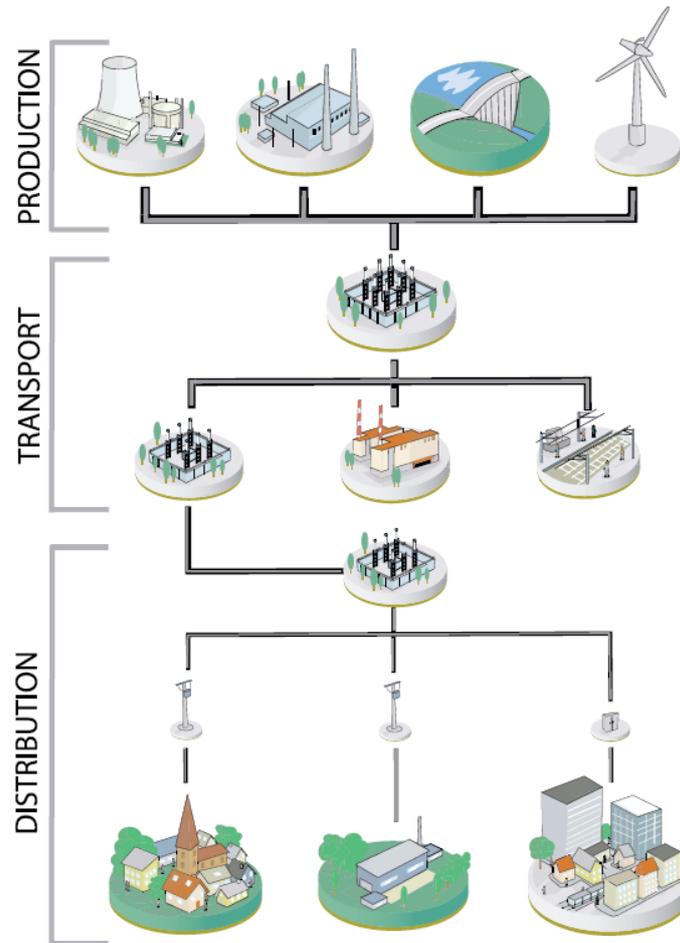


Figure 2 : Réseau électrique type

1.2.3.2. La production d'électricité

L'énergie électrique produite dans les centrales électriques (nucléaire, hydraulique, thermique, etc.) est mise à disposition sur le réseau de transport, et plus récemment sur celui de distribution pour la production décentralisée (i.e. éolienne, photovoltaïque), à travers un transformateur élévateur.

- **Transformateur élévateur de tension** : les générateurs fournissent de l'énergie à un niveau de tension de quelques kV typiquement. Pour minimiser les pertes sur les lignes, la tension doit être aussi élevée que possible, afin de réduire les courants qui transitent, généralement à 400 kV ou 220 kV en France.

1.2.3.3. Le transport d'énergie électrique

Le réseau de transport d'énergie électrique assure la répartition de l'électricité depuis les grands centres de production jusqu'aux réseaux de distribution qui sont connectés aux consommateurs.

C'est un réseau maillé en France, qui est géré par le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et comporte en particulier les niveaux de tensions 400 kV et 220 kV. Certains pays très étendus, comme le Canada, la Chine ou le Brésil, ont des réseaux montant jusqu'à 800 kV AC. Des projets actuels montent jusqu'à 1200 kV AC en Chine et en Inde.

Le réseau de transport comporte majoritairement des transformateurs d'interconnexion :

- **Transformateur d'interconnexion** : ces transformateurs adaptent les différents niveaux de tensions du transport : en France ce sont généralement des autotransformateurs qui sont utilisés entre les réseaux 400 kV et 220 kV, et des transformateurs pour les connexions de plus faible tension.

1.2.3.4. La distribution électrique

La liaison entre le réseau de transport et le client final est généralement assurée par le réseau de distribution électrique. C'est un réseau de proximité dont les tensions sont moindres que celles du réseau de transport, et comprenant de nombreux transformateurs abaisseurs pour adapter la tension aux différents usagers. En France, il est géré par Électricité Réseau Distribution France (ERDF).

En France il y a environ 6000 transformateurs de puissance répartis entre le transport (≈ 1500) et la distribution (≈ 4500).

- **Transformateurs abaisseurs** : ils adaptent la tension du réseau électrique de transport, 220 kV par exemple, aux différentes tensions des réseaux de distribution : 90 kV, 63 kV et 20 kV principalement en France. Ces transformateurs sont situés dans des postes de transformation.
- **Transformateurs de distribution** : ces transformateurs de faible puissance (quelques centaines de kVA) sont en général utilisés pour abaisser la tension 20 kV du réseau de distribution et l'adapter à un utilisateur final à des fins domestiques ou industrielles, le plus souvent en 400 V triphasé. A la différence des transformateurs précédents, plutôt imposants, ces transformateurs sont construits en série, et ont tendance à être remplacés lorsqu'ils sont défectueux.

1.2.3.5. Les applications industrielles

Les réseaux ferroviaires fonctionnant à l'électricité sont d'importants utilisateurs d'énergie électrique et disposent en général d'une infrastructure propre importante. Ils exploitent principalement deux types de transformateurs de puissance.

- **Transformateurs de sous-station ferroviaires** : ces appareils monophasés servent à l'alimentation des caténaires en 25 kV d'un côté et sont connectés sur le réseau 220 kV de l'autre.
- **Transformateurs embarqués** : ils sont présents dans les locomotives des trains ou métros et adaptent l'énergie transmise par les caténaires aux moteurs et auxiliaires électriques du train. Ce sont des appareils monophasés qui ont un encombrement mécanique extrêmement optimisé par rapport à la puissance qu'ils transmettent. Ils comportent aussi plusieurs jeux d'inductances indépendantes pour filtrer et lisser la tension dans les rames. Enfin, ils sont principalement réalisés suivant la norme (IEC 60310, 2004) qui leur est spécifique.

Certains industriels sont particulièrement électro intensifs comme les aciéries ou les industries électrochimiques qui ont des procédés par électrolyse. Ces industries possèdent la plupart du temps des transformateurs qui peuvent être utilisés à des charges importantes.

- **Transformateurs de sous station électrique** : certaines de ces industries sont alimentées directement par le réseau de transport haute tension 220 kV ou 90 kV et possèdent leur propre poste de transformation.
- **Transformateurs de four** : ces transformateurs situés juste avant les fours ou les bassins d'électrolyse peuvent alimenter des redresseurs de puissance (comme sur l'exemple de la Figure 3, issue de (POSTIGLIONE, 2006)). Leur spécificité est de délivrer de forts courants, jusqu'à plusieurs dizaines, voire centaines, de kA, pour les processus industriels. La puissance de ces appareils est typiquement de plusieurs dizaines de MVA. De plus ces appareils sont très chargés et contraints en exploitation, ils vieillissent donc généralement plus vite que des transformateurs de réseau. Il arrive souvent que des connexions internes ou des réglages très techniques soient mis en œuvre sur ces appareils pour différents besoins de régulation ou de redressement du courant (comme un transformateur avec 107 positions électriques de réglage de tension).

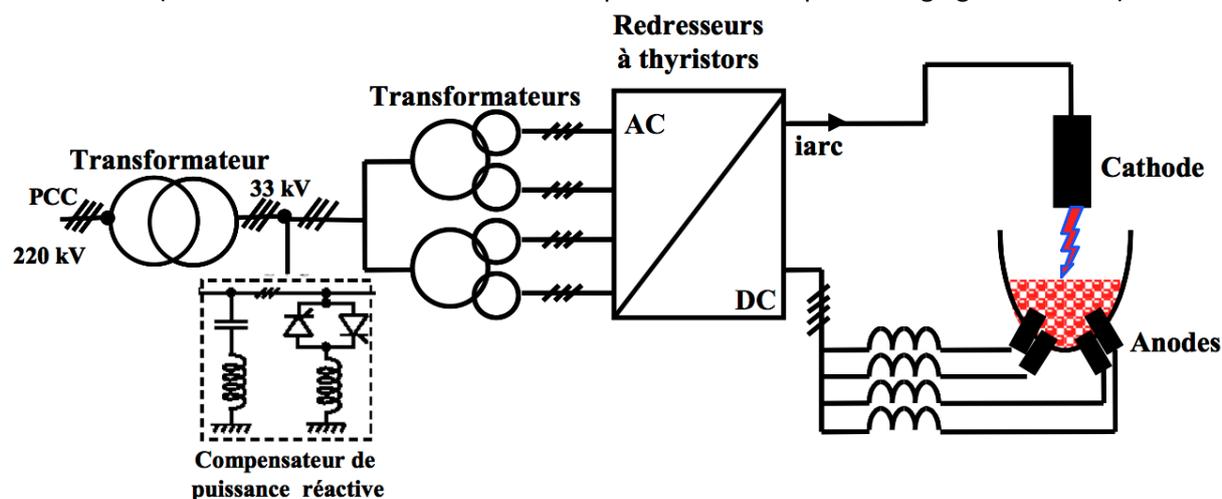


Figure 3 : Exemple d'installation d'électrometallurgie : four alimenté en courant continu

1.2.3.6. Indisponibilité des transformateurs

Le transformateur est un passage obligé dans la chaîne de transmission de l'énergie électrique ; de plus la consommation d'électricité augmentant continuellement, les transformateurs existants sont de plus en plus chargés. Bien qu'ils présentent peu de pannes majeures, lorsque c'est le cas, l'indisponibilité qu'elles provoquent est généralement extrêmement problématique.

Par exemple la perte de production d'une centrale nucléaire française est de l'ordre d'un million d'euros par jour. Dans le cas d'une unité industrielle, selon le transformateur impacté, des pans entiers voire la totalité de la production doivent être arrêtés de quelques heures à plusieurs mois...

En cas d'avarie ne permettant plus au transformateur de fonctionner, la rapidité pour rétablir la continuité de service électrique sera alors grandement fonction de la politique de maintenance établie en amont par l'exploitant. Si des transformateurs de réserve ne peuvent pas être mis rapidement en service, ou si le réseau ne peut pas rediriger l'énergie rapidement après le défaut, l'alimentation électrique est suspendue jusqu'à ce que :

1. le transformateur soit réparé,
2. un autre appareil (neuf ou existant de caractéristiques équivalentes) soit mis en place,
3. cette partie du réseau soit abandonnée (avec un black-out localisé éventuel).

Deux coûts principaux entrent alors en jeu :

1. L'indisponibilité du matériel, et les pertes financières liées à la non fourniture d'énergie électrique en aval du réseau considéré.
2. Le coût de réparation du matériel, ou le coût du rétablissement du service électrique.

La gestion de l'avarie d'un transformateur est toujours un compromis technico économique fonction du coût important de l'indisponibilité, et du délai de remplacement par rapport à l'option d'une réparation, avec son coût associé.

A titre d'exemple, et approximatif, un transformateur neuf de 100 MVA coûte environ un million d'euros et sa fourniture peut aller jusqu'à deux ans de délais, actuellement. Là où, pour un même appareil en exploitation, un incident nécessitant des rebobinages pourra, selon l'ampleur des réparations à réaliser, coûter quelques centaines de milliers de d'euros et de six mois à un an d'immobilisation.

Un des critères les plus critiques pour faire ces choix de rétablissement du service électrique est souvent l'indisponibilité du matériel. C'est pourquoi un diagnostic fiable et rapide des défauts éventuels, et de l'état du transformateur après avarie permet à l'exploitant de disposer d'une information de qualité pour décider de ses options vis-à-vis du matériel en défaut.

1.3. Principes et construction

1.3.1. Normes sur les transformateurs

« La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées. Celles-ci servent de base à la normalisation nationale et de références lorsqu'il s'agit de rédiger des soumissions et des contrats internationaux. » Source : www.iec.ch

IEC est l'acronyme anglais de la CEI.

Les normes représentent un consensus de plusieurs groupes d'experts sur un domaine donné. Elles servent généralement de base technique établie aux spécificateurs et aux constructeurs pour garantir certaines caractéristiques lors de la réalisation de matériels. Des normes peuvent avoir aussi des critères de recommandation sur l'utilisation de certains matériels.

Ce mémoire fera principalement référence aux normes IEC qui sont relativement reconnues mondialement, ou aux normes américaines IEEE qui couvrent aussi de très nombreux sujets relatifs aux transformateurs.

Pour les transformateurs neufs la norme IEC 60076, avec ses différents chapitres, est particulièrement répandue. Elle préconise de nombreux critères, comme des garanties : de tenue à certains essais contraignants, sur l'isolement interne ou sur les pertes en charge par rapport au cahier des charges initial du client.

D'autres normes existent sur les transformateurs de puissance comme les normes anglaises BS, les normes indiennes IS, les normes chinoises GB, etc. Les normes françaises NF, ou européennes EN, sont aujourd'hui, pour les transformateurs de puissance, pratiquement toutes des copies conformes des normes IEC concernées.

1.3.2. Principes de fonctionnement

1.3.2.1. Principe général

Pour assurer sa fonction, un transformateur est constitué d'enroulements primaire et secondaire couplés par un circuit magnétique qui canalise le flux créé par les enroulements (Figure 4). Ces parties actives sont placées dans une cuve qui en assure le support mécanique et la protection.

La tenue aux contraintes diélectriques (basses et hautes fréquences) doit être assurée, ainsi que l'évacuation des pertes.

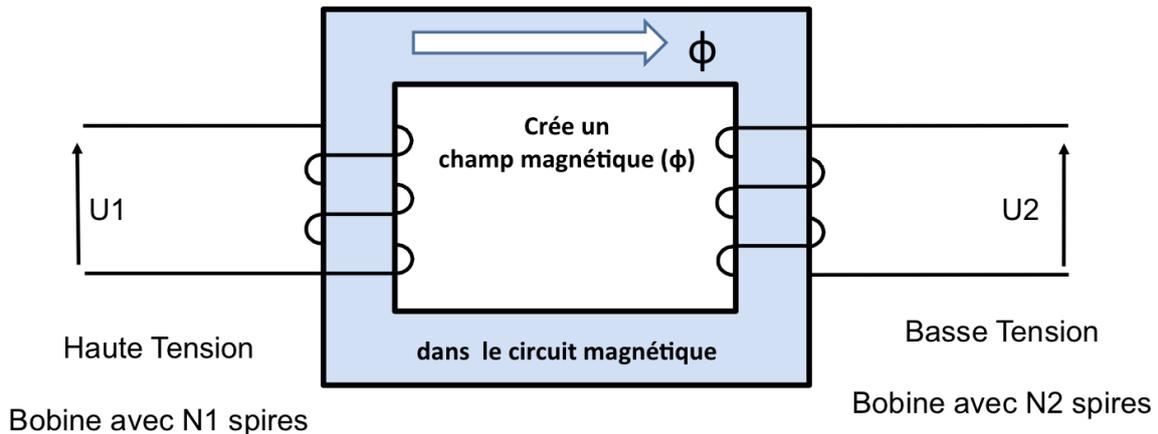


Figure 4 : Schéma de principe d'un transformateur monophasé

1.3.2.2. Schéma électrique équivalent

Un transformateur réel, monophasé, peut être électriquement modélisé selon la Figure 5, issue de (KULKARNI & KHAPARDE, 2004).

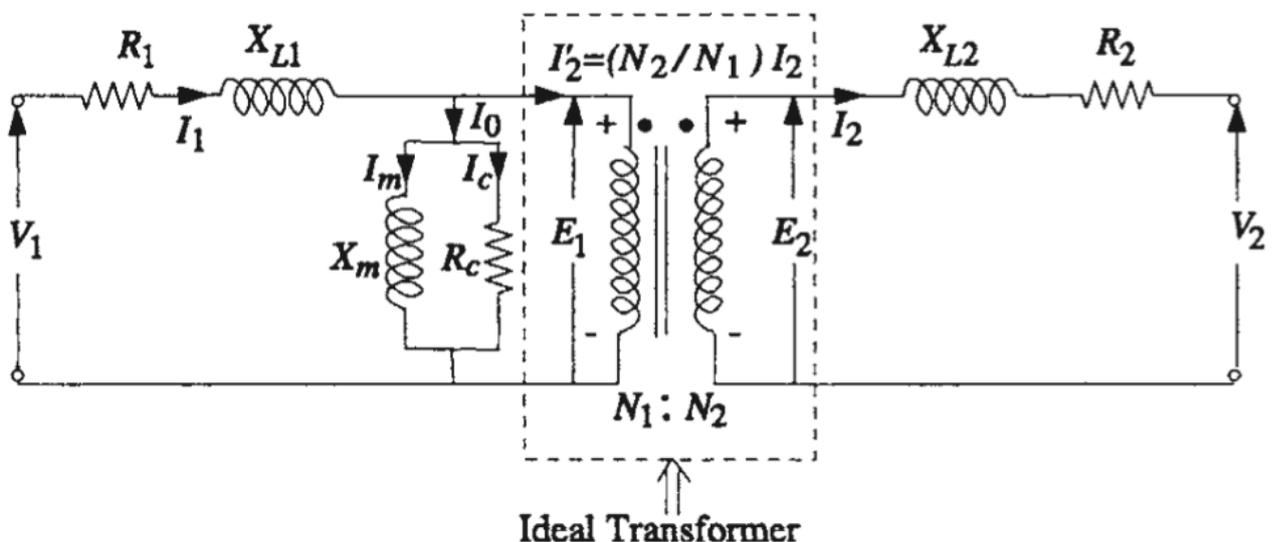


Figure 5 : Schéma électrique d'un transformateur réel

Avec :

V_1 et V_2	tensions primaire et secondaire
I_1 et I_2	courants primaire et secondaire
I_0	courant à vide
E_1 et E_2	tensions à vide idéales primaire et secondaire
N_1 et N_2	nombre de spires des enroulements primaire et secondaire
R_1 et R_2	résistance des enroulements primaire et secondaire
X_{L1} et X_{L2}	inductance de fuites des enroulements primaire et secondaire
R_c	pertes fer
X_m	réactance magnétisante

Les valeurs typiques de ces paramètres diffèrent selon la réalisation particulière d'un transformateur donné. Les grandes lignes de la construction d'un transformateur seront présentées en 1.3.3.

Les éléments V_1 , V_2 , N_1 et N_2 fixent les tensions nominales et le rapport de transformation à vide.

Les éléments R_1 et R_2 sont les résistances électriques des enroulements, et les pertes Joule seront principalement dues au passage des courants I_1 et I_2 de charge dans ces résistances.

Les réactances X_{L1} et X_{L2} correspondent aux flux de fuites de chacun des enroulements. L'impédance équivalente $(X_{L1} + (N_2/N_1)^2 * X_{L2})$ ramené au primaire par exemple) représente le flux de fuites de l'ensemble des deux enroulements. Elle induit une chute de tension, fonction de la charge, représentative de l'impédance de court-circuit du transformateur. Elle est fortement influencée par la configuration géométrique des enroulements entre eux.

1.3.2.3. Diagrammes de Kapp

Les tensions, courants et flux magnétiques du transformateur de la Figure 5 peuvent être représentés selon des diagrammes vectoriels de la Figure 6, issus de (KULKARNI & KHAPARDE, 2004), appelés diagrammes de Kapp. Il y a le diagramme du côté primaire (a) et du côté secondaire (b).

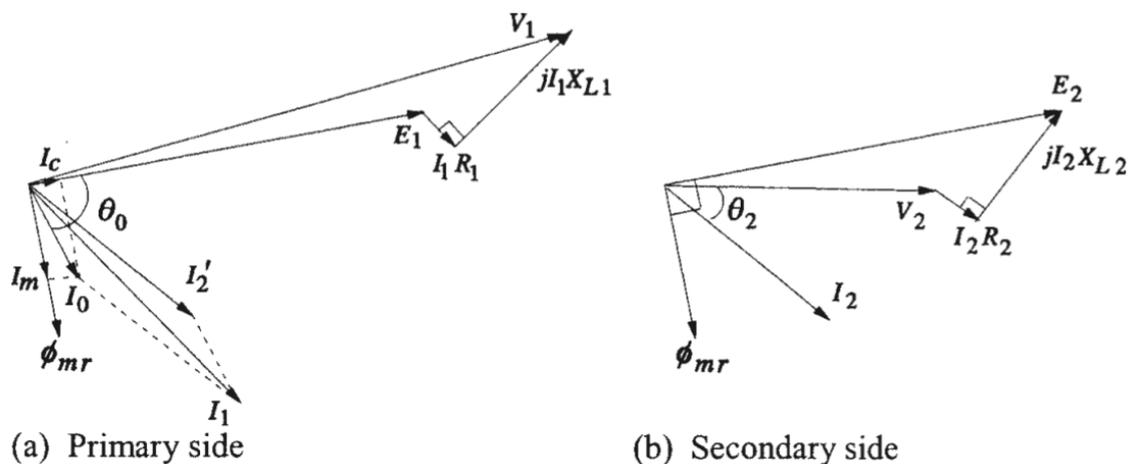


Figure 6 : Diagrammes de Kapp

La chute de tension totale en charge est donc variable en fonction du courant de charge. Pour plus de détails se reporter à (KAPP, 1896, p. 107), ou tout cours d'électrotechnique classique.

La tension de court-circuit correspond à la chute de tension équivalente des chutes de tensions primaires et secondaire au courant nominal.

1.3.2.4. Tension de court-circuit

Par définition, c'est la tension pour laquelle on obtient le courant nominal de l'enroulement considéré, les enroulements de l'autre niveau de tension étant mis en court-circuit.

La tension de court-circuit s'exprime habituellement en pourcentage de la tension nominale de l'enroulement auquel la tension est appliquée. L'ordre de grandeur des tensions de court-circuit pour les transformateurs de puissance est d'une dizaine de pourcents.

La tension de court-circuit peut être vue comme une image de la géométrie des enroulements d'une phase entre eux. En effet, elle est directement fonction du passage du flux de fuite d'une phase, entre ses enroulements. Si ces enroulements sont déformés, alors le passage du flux de fuites dans les enroulements considérés n'est plus le même, en conséquence la valeur de la tension de court-circuit peut varier.

1.3.2.5. Réglage

Les gestionnaires de réseau garantissent une tension « fixe » à leurs clients. Pour cela ils doivent la réguler, et l'organe principal leur permettant ce réglage se trouve au sein du transformateur : c'est le régleur, ou changeur de prises. Une autre utilisation du réglage de tension se situe au niveau des applications industrielles électro-intensives, où le réglage sert alors à réguler la charge du processus.

Les régleurs qui peuvent être très complexes, comportent deux familles d'appareils : ceux qui fonctionnent hors tension (1.3.3.7), et ceux qui fonctionnent en charge (1.3.3.8).

Le régleur est connecté sur l'un des enroulements du transformateur, généralement l'enroulement haute tension, qui est pourvu de prises supplémentaires et intermédiaires. Le placement en exploitation sur différentes prises fait varier le rapport de transformation du transformateur. Si un nombre de prises important est nécessaire, un enroulement dédié de réglage est alors fabriqué. Il comporte des prises sur ses spires. Il est souvent placé à l'extérieur d'une phase, pour des raisons pratiques de réalisation, et il est connecté en série avec l'enroulement haute tension.

1.3.2.6. Couplage des enroulements

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres. Il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un système triphasé. La façon dont ces phases sont reliées entre elles s'appelle le couplage.

Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires de la phase A. L'ensemble des couplages usuels sont présentés en Annexe D de la norme (IEC 60076-1, 2000). Les symboles des couplages usuels sont :

- Couplage étoile : Y, avec point neutre sorti (YN), ou inaccessible en service (Y).
- Couplage triangle : D
- Couplage en zigzag : Z, avec point neutre sorti (ZN), ou non (Z)

Les symboles sont toujours présentés partant du niveau de tension le plus élevé (en majuscule) vers les niveaux de tensions les plus faibles par ordre décroissant (en minuscules).

Exemple : un transformateur triphasé 225 / 64,5 / 10 kV, couplage : YNyn0d11.

1.3.2.7. Bases du dimensionnement

Un transformateur est défini pour une utilisation précise sur un réseau. Ses caractéristiques nominales utiles en découlent et certaines garanties sont de plus demandées sur certaines des contraintes qu'il doit pouvoir supporter en exploitation. Partant de ces éléments le constructeur va dimensionner, puis fabriquer un transformateur correspondant au cahier des charges initial du client.

Ci-dessous sont présentées les grandes étapes du dimensionnement d'un transformateur partant des informations du cahier des charges.

- ✓ Les tensions primaires et secondaires. Elles définissent le rapport de transformation. Celui-ci connu, on peut fixer : 1. le nombre de spires des enroulements primaire et secondaire ; 2. la section utile de circuit magnétique, puis ses dimensions finales.
- ✓ La puissance apparente. Elle fixe le courant de charge maximum dans les conducteurs, et donc détermine la section de fil à utiliser. De ces caractéristiques électriques, géométriques et mécaniques dépendront l'évacuation des pertes Joule en charge, la tenue aux efforts électrodynamiques, et la facilité d'évacuation d'ondes de choc en tension.
- ✓ La tension de court-circuit. Elle fixe la majeure partie des chutes de tension en charge, et le courant de court-circuit maximum, dimensionnant les disjoncteurs associés au transformateur. Cette valeur influe directement sur l'espacement entre les enroulements primaire et secondaire, dont une valeur minimum est obligatoire pour tenir la tension (isolement entre le primaire et le secondaire).
- ✓ Le nombre de positions de réglage et leur plage de tensions. En fonction de ces valeurs, un régleur en charge ou hors tension sera privilégié. Fonction de la puissance, des tensions nominales et de l'emplacement des prises de réglages dans les enroulements certains types de régleurs seront préférés à d'autres.
- ✓ Les niveaux d'isolement. Ils déterminent les niveaux de tension que doivent tenir les enroulements lors des essais de réception : en basse (i.e. 50 Hz/200 Hz) et haute fréquence (chocs de foudre, et de manœuvre).

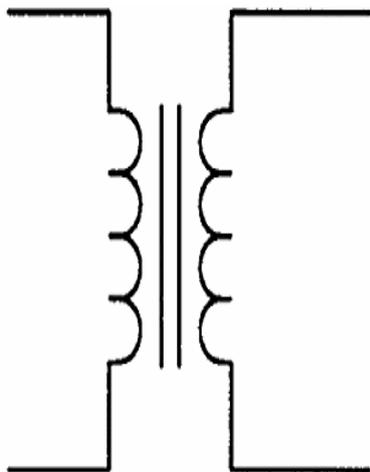
Chaque appareil est conçu selon sa définition initiale, puis réalisé selon une fabrication qui est propre à chaque constructeur, qui va faire des choix technologiques pour arriver au résultat demandé. Bien que les principes de dimensionnement restent sensiblement identiques pour tous les constructeurs, les outils de fabrication et l'expérience industrielle sur des réalisations précises font que pour une même spécification chaque constructeur pourra réaliser un transformateur différent. Par suite les appareils réellement identiques sont peu nombreux. Seuls les transformateurs issus d'une même série, ou d'une même conception, chez un constructeur donné peuvent être relativement similaires.

Un exemple (Tableau 1) des principales informations de la plaque signalétique d'un transformateur de sous-station électrique alimentant une usine industrielle :

Puissance	85 MVA
Tension HT	220 ± 10,3 % kV
Tension BT	31,5 kV
Réglage	En charge 17 positions
Couplage	YNd11
Tension de court-circuit	11 %

Tableau 1 : Exemple de plaque signalétique (partielle)

1.3.3. Technologies de construction de transformateurs de puissance



De la théorie...



à la pratique.

1.3.3.1. Aux origines

La première présentation d'un transformateur pour un usage industriel eut lieu en 1883 avec l'installation de l'éclairage électrique devant le public de l'aquarium royal de Londres. Celui-ci fut mis en œuvre par MM. Lucien GAULARD, ingénieur français, et John Dixon GIBBS, homme d'affaires anglais (UPPENBORN, 1889, p. 30).

1.3.3.2. Généralités

Les transformateurs de puissance étudiés dans cette thèse sont pour la majorité des transformateurs triphasés de quelques dizaines à plusieurs centaines de MVA immergés dans l'huile minérale, dont la plus basse tension sera supérieure ou égale à 20 kV. Un exemple simplifié de coupe d'un tel appareil est représenté sur la Figure 7.

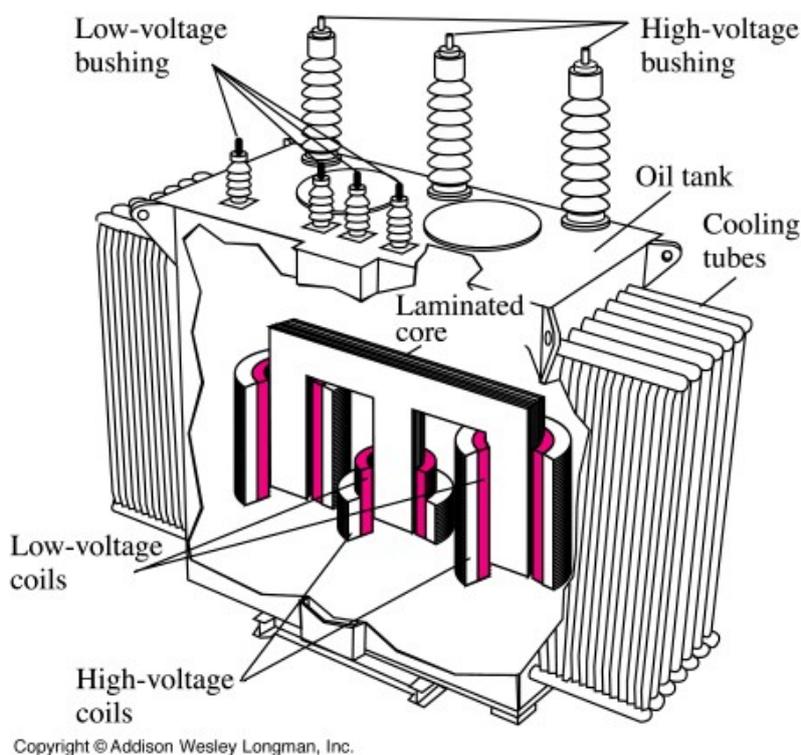


Figure 7 : Coupe d'un transformateur de puissance

Ce transformateur est composé des principaux éléments suivants (Tableau 2) :

Anglais	Français
Laminated core	Circuit magnétique
Low-voltage coil	Enroulement basse tension
High-voltage coil	Enroulement haute tension
Low-voltage bushing	Traversées basse tension
High-voltage bushing	Traversées haute tension
Oil tank	Cuve
Cooling tubes	Tubes de refroidissement

Tableau 2 : Traduction des termes du transformateur

La cuve est un assemblage mécano-soudé en acier qui protège l'ensemble de la partie active et permet son immersion dans l'huile diélectrique. Les tubes de refroidissement sont généralement remplacés par des radiateurs ou des aéroréfrigérants de nos jours.

Quelques uns des principaux éléments des transformateurs sont détaillés ci-après.

1.3.3.3. Enroulements

Sur la Figure 8 on peut observer un enroulement seul, avec plusieurs spires qui seront connectées par la suite aux connexions finales du transformateur.



Figure 8 : Enroulement de transformateur

Pour une phase d'un transformateur donné il y a un enroulement par niveau de tension considéré : un basse tension (**BT**) et un haute tension (**HT**), avec parfois un moyenne tension (**MT**) supplémentaire. Ces différents enroulements sont imbriqués les uns dans les autres avec généralement l'enroulement basse tension à l'intérieur et les enroulements de niveaux de tensions supérieures de façon croissante vers l'extérieur ; comme sur la coupe de demi enroulements de la Figure 9. L'ensemble de ces enroulements constituant une phase est installé sur les noyaux du circuit magnétique (**CM**).

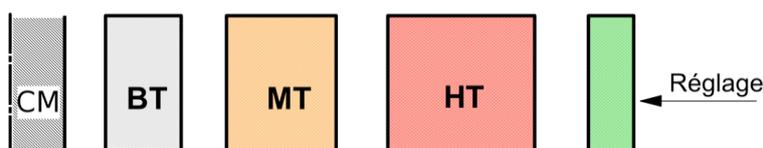


Figure 9 : Disposition relative des enroulements (coupe d'un ½ enroulement)

Les enroulements sont généralement en cuivre isolés papier (en plus de l'huile isolante en fonctionnement). Les sections et les technologies de bobinages ne sont pas identiques pour tous les transformateurs et relèvent des caractéristiques techniques d'un appareil donné.

Les contraintes que doivent supporter le transformateur (exemples d'ordres de grandeurs d'un transformateur 500 MVA, 400 kV) sont principalement liées aux enroulements et sont d'ordre :

1. **Diélectrique** : tenir la tension en basse fréquence (nominale, industrielle) et en haute fréquence (chocs de foudre, de manœuvre, normalisés jusqu'à 1425 kV) (IEC 60076-3, 2000)
2. **Mécanique** : tenir mécaniquement les efforts développés pendant les courts-circuits (plusieurs centaines de tonnes) (IEC 60076-5, 2006)
3. **Thermique** : le cuivre ne doit pas dépasser une température absolue de point chaud de 98°C qui dégraderait exagérément le papier isolant (IEC 60076-7, 2005). De plus les enroulements sont le siège des pertes en charge ($\approx 1,5$ MW) qu'il faut évacuer continuellement.

Deux grandes familles technologiques d'enroulements existent : la colonne et le cuirassé (voir Annexe A : Enroulements : colonne, cuirassé).

1.3.3.4. Circuit magnétique

Depuis plusieurs années les circuits magnétiques sont constitués de tôles magnétiques de fer laminées à froid, dites à « cristaux orientés », permettant un passage optimum du flux magnétique dans leur sens, isolées en surface avec de la carlite, qui est un revêtement minéral isolant.

Le choix des tôles et le calcul du circuit magnétique complet sont fonction de l'induction souhaitée dans celui-ci, de l'épaisseur des tôles et de leurs pertes spécifiques. Classiquement cette induction est d'environ 1,7 tesla et se situe avant la partie en saturation de la courbe $B(H)$ du matériau (Figure 10), B (l'induction magnétique) étant fonction de la tension et H (champ magnétique) du courant.

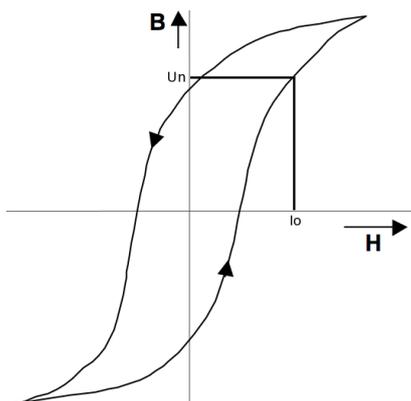


Figure 10 : Hystérésis du circuit magnétique

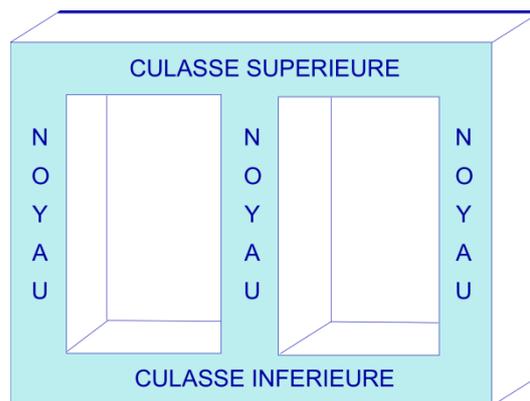


Figure 11 : Circuit magnétique triphasé à 3 colonnes

Suivant cette caractéristique il est nécessaire de fournir un courant magnétisant I_0 , à vide, qui n'est fonction que de la tension d'alimentation, et caractéristique de l'inductance magnétisante du circuit magnétique. Ce courant est l'image des pertes à vide, ou pertes fer, qui sont permanentes sous tension.

Mécaniquement le circuit magnétique classique triphasé (Figure 11) comporte trois noyaux (parties verticales). Sur chacun d'eux est placée une phase (ensemble des enroulements d'un élément monophasé). Ces noyaux sont réunis par des culasses supérieures et inférieures, qui referment le circuit. Ainsi le flux magnétique circulant dans le circuit magnétique a un chemin préférentiel fermé, de réluctance faible. Tout entrefer étant proscrit, son montage qui est manuel requiert un savoir faire particulier.

Le circuit étant métallique il est nécessaire de fixer son potentiel, en l'occurrence à la terre.

Le circuit magnétique est un des éléments les plus lourds des transformateurs de puissance et peut peser aisément un tiers de la masse totale d'un transformateur. Par exemple dans un transformateur de 100 MVA de masse totale de 120 tonnes, le circuit peut peser 45 tonnes.

1.3.3.5. Huile diélectrique : isolant et caloporteur

✓ Rôle isolant

L'ensemble des bobinages est plongé dans une cuve remplie d'un fluide isolant dont la tenue diélectrique conditionne les distances entre pièces sous tension. Par exemple, un transformateur 400 kV devra tenir des chocs brefs de 1425 kV en essais chez le constructeur. Ce fluide est typiquement de l'huile minérale.

✓ Rôle caloporteur

Le fluide sert aussi d'agent caloporteur de la partie active, qui est une source chaude, vers un système de refroidissement, qui est une source froide. La conductibilité thermique de ce fluide et sa chaleur massique doivent être aussi élevées que possible, et sa viscosité idéalement faible. Par exemple dans les plus gros transformateurs, comme en sortie de centrale, les pertes à évacuer peuvent aller jusqu'à quelques MW.

Un transformateur neuf devant supporter plusieurs dizaines d'années de service, il est impératif que la qualité de son huile soit excellente, en particulier sa tenue diélectrique, sa viscosité pour évacuer efficacement les pertes, et sa stabilité dans le temps (à l'oxydation essentiellement).

L'huile minérale, issue du pétrole, est majoritairement utilisée dans les transformateurs de puissance aujourd'hui. Cependant il existe de nombreuses recherches sur des types d'huiles alternatives comme les esters végétaux ou synthétiques, mais aucune d'elles n'est encore amenée à remplacer l'huile minérale de manière significative actuellement dans les appareils de forte puissance, bien que des essais industriels soient menés (GIRGIS, BERNESJÖ, & FRIMPONG, 2010).

Les défauts internes, thermiques ou électriques entre autres, laissent des traces dans ces huiles. En conséquence l'analyse d'échantillons d'huile prélevés sur les transformateurs permet une détection très efficace de certains de ces défauts, en particulier avec l'huile minérale qui a été très étudiée.

1.3.3.6. Refroidissement

Dans les transformateurs de puissance immergés dans l'huile, le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes, vers une source froide à laquelle il abandonne des calories.

Celle-ci peut être :

- directement la surface de la cuve pour les petites puissances
- des aéroréfrigérants (Figure 12) qui sont constitués de nombreux tubes à ailettes ventilés
- des radiateurs (Figure 13) permettant un échange par convection naturelle avec l'air ambiant
- des hydro réfrigérants forçant un échange avec un circuit d'eau séparé.



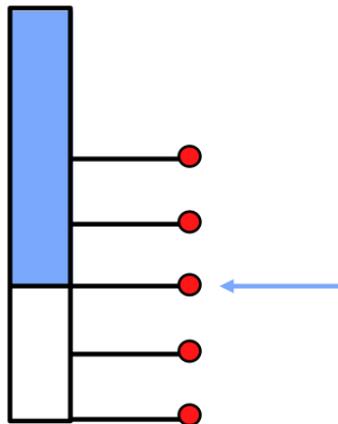
Figure 12 : Aéroréfrigérant



Figure 13 : Radiateurs sur un transformateur

1.3.3.7. Régleur hors tension

Sur les réseaux relativement stables les transformateurs sont souvent équipés d'un changeur de prises hors tension.



Sur la Figure 14 on observe le schéma simplifié d'un régleur hors tension de cinq prises en série sur l'enroulement considéré. Ici la troisième prise est en service.

Ces appareils relativement simples, sont généralement peu manipulés, comportent typiquement trois à sept prises, et permettent de s'adapter à la tension du réseau si celle-ci change notablement durant la vie du transformateur.

Figure 14 : Schéma d'un régleur hors tension

Ces changeurs de prises hors tension sont souvent installés sur des transformateurs de sortie de centrale, des autotransformateurs d'interconnexion de forte puissance ou sur les transformateurs de distribution.

Sur les réseaux plus contraints, et amenés à subir de plus amples et rapides variations de tension, le nombre de prises sur le transformateur est plus élevé (quelques dizaines) et le changement de prises s'effectue alors en charge, sans coupure du courant, avec un appareil plus complexe : le régleur en charge.

1.3.3.8. Régleur en charge

Sur de nombreux transformateurs de puissance, des spires additionnelles sont installées en série sur l'enroulement haute tension. Sur ces quelques spires, on peut mécaniquement et électriquement se placer pour faire varier la tension sur une plage de réglage. Par exemple, un transformateur haute tension peut varier sur une plage de 225 kV +/- 15 % sur 35 positions électriques.

Sur les transformateurs de forte puissance, ce régleur (exemple typique Figure 15) est composé de deux parties mécaniques distinctes travaillant ensemble :

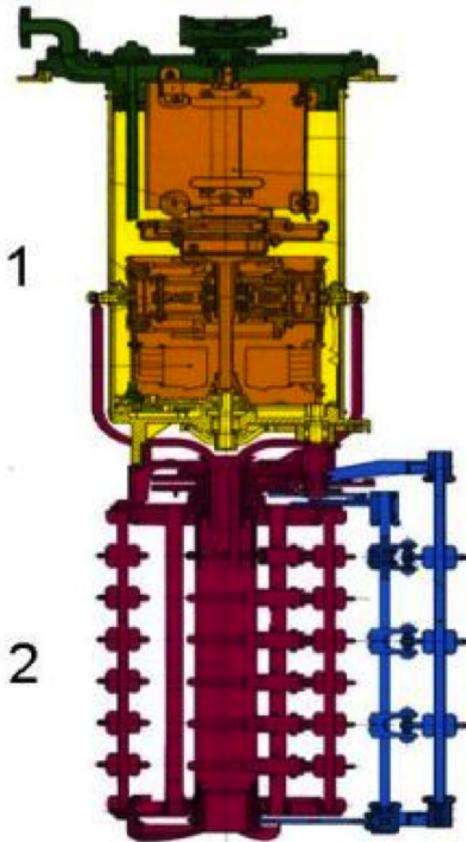


Figure 15 : Régleur en charge MR Type M

1. **Un commutateur**, en jaune, qui effectue électro-mécaniquement le passage électrique rapide (quelques dizaines de ms) d'une prise à une autre, en mettant un bref instant les deux prises en court-circuit. Cette partie est dans un volume d'huile isolante hermétique par rapport au reste du transformateur.
2. **Un sélecteur de prises mécanique**, en rouge, qui se positionne lentement sur les connexions de l'enroulement de réglage souhaitées. Celles-ci étant connectées sur ce sélecteur, ainsi qu'à une extrémité de l'enroulement principal auquel sont ajoutées électriquement les spires de réglage.

L'ensemble commutateur et sélecteur est entrainé par un moteur externe dans une armoire de commande électrique dédiée au régleur en charge.

Les régleurs en charge sont la première cause de défaillance importante sur les transformateurs de puissance. Cet appareil court-circuitant et ouvrant le courant de charge en quelques dizaines de millisecondes, par une action mécanique, tout défaut sur ce système engendre rapidement des problèmes importants. De plus, il doit tenir les contraintes électriques et mécaniques pendant plusieurs centaines de milliers de manœuvres avant une révision du constructeur systématique. La norme internationale de référence sur les régleurs en charge neufs est (IEC 60214-1, 2003).

1.3.3.9. Traversées isolantes

« Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées. » (BOYER, NORBERT, & PHILIPPE, 1981)

Leurs fonctions sont principalement : l'isolement de la connexion par rapport à la cuve, la résistance aux efforts mécaniques, une bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant.

Pour les tensions supérieures afin de tenir la perforation et le contournement électrique de la traversée lors de perturbations diélectriques, tels les coups de foudre, les traversées sont souvent constituées d'un condensateur interne. Celui-ci permet de mieux répartir les contraintes dues aux champs électriques élevés le long de la traversée. Ce condensateur est composé de papier et de feuilles d'aluminium immergés dans de l'huile isolante, qui sont assemblés à l'intérieur d'une porcelaine (Figure 16) pour la partie à l'extérieur du transformateur. Le fuseau, qui est la partie inférieure immergée dans l'huile, est souvent en bakélite.



Figure 16 : Traversée condensateur haute tension

La norme internationale de référence des traversées de tension alternatives supérieures à 1 kV est la (IEC 60317, 2008). Ces dernières années les premières traversées 1200 kV AC ont été réalisées.

La norme (IEC 61464, 1998) précise aussi l'analyse des gaz dissous de l'huile isolante interne de ces traversées condensateur.

1.3.3.10. Conclusions

La réalisation complète d'un transformateur de puissance depuis sa définition comporte de nombreux éléments techniques à prendre en compte par le constructeur. Bien que les principes de constructions n'aient pas fondamentalement changé depuis plusieurs dizaines d'années, la variété des différentes constructions est grande et complexe.

Les principales caractéristiques de dimensionnement d'un transformateur sont détaillées dans l'Annexe B : Caractéristiques d'un transformateur de puissance.

1.4. Exploitation d'un transformateur

1.4.1. Sortie d'usine

Le constructeur fabrique un transformateur conforme au cahier des charges initial établi par le client.

Afin de garantir au client un certain nombre de caractéristiques, le transformateur passe des essais de réception (2.4.4.1), dont certains sont potentiellement destructifs (supérieurs à la tension nominale principalement) en présence du client. C'est l'état de référence du transformateur.

L'ensemble de ces essais garantissent le bon fonctionnement du transformateur en sortie d'usine et font foi comme mesures de référence pour le reste de la vie de l'appareil. Ces essais sont en possession du client, mais sont parfois difficilement accessibles pour des anciens transformateurs. Il est à noter, en outre, qu'il est exceptionnel que le client possède les plans internes de son transformateur.

Ensuite, le transformateur est transporté chez le client déséquipé de ses accessoires et de sa réfrigération. Il est souvent mis en service peu de temps après, suite à son rééquipement.

Enfin, bien que la durée de vie estimée d'un transformateur neuf soit de plusieurs dizaines d'années, les garanties constructeur typiques sont de l'ordre de un à deux ans.

1.4.2. Exploitation

Pour un même type de transformateur, les contraintes d'exploitation (charge permanente, surcharges, perturbations, etc.) (1.4.6) peuvent être importantes, variées, et sont sensiblement fonction de l'utilisation du réseau électrique considéré. Les transformateurs utilisés dans les industries électrométallurgiques ou électrochimiques notamment sont couramment exploités proches de leurs limites, là où les transformateurs des réseaux de transport et distribution sont moins chargés et à régime plus constant généralement.

La durée de vie d'un transformateur est étroitement liée à sa résistance à ces contraintes. Le suivi et la connaissance de son contexte d'exploitation dans le temps aideront toujours à gérer au mieux l'appareil sur le long terme.

D'autre part, les transformateurs sont des maillons plus ou moins critiques suivant leur emplacement sur leur réseau. Si celui-ci est maillé, en cas de défaut, la charge peut être répartie sur le réseau, alors qu'en antenne, l'ensemble de l'antenne doit alors être mise hors service ou secourue.

La criticité du transformateur dans le réseau, et son exploitation plus ou moins intensive influenceront généralement sur la politique de maintenance qui lui sera associée, afin de le suivre et l'entretenir au mieux.

1.4.3. Politique de maintenance

➤ Maintenance : définition

« Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise. » norme (NF EN 13306 X60-319, juin 2001)

La maintenance est déclinable en deux approches :

- ✓ Préventive : qui sera déclinée en une maintenance systématique ou conditionnelle
- ✓ Corrective : qui sera appliquée d'urgence ou en différé

➤ Maintenance : application au transformateur

Selon l'exploitation plus ou moins intensive du transformateur et sa criticité, l'espacement des actions de maintenance préventive variera dans le temps. Les actions réalisées, ainsi que leur fréquence, seront le résultat d'une politique de maintenance définie par l'exploitant. Un premier guide international relativement complet sur le sujet a été publié cette année (CIGRE TB 445, 2011). Il est possible que tout, ou partie, de ces actions soient sous-traitées à des entreprises spécialisées.

La tendance dans les politiques de maintenance des parcs de transformateurs évolue plutôt d'une maintenance systématique sur tous les appareils, à intervalles réguliers, vers une maintenance conditionnelle afin d'optimiser les coûts. Dans ce cas, il est nécessaire d'établir l'état d'un appareil, principalement par le suivi des analyses d'huile ou des conditions d'exploitation, avant d'engager des opérations, un entretien ou une réparation de celui-ci.

Les principales opérations de maintenance préventive sont :

- le prélèvement d'huile, son analyse et son suivi dans le temps ;
- le changement de joints (fuyards), ou de traversées ;
- l'adaptation d'une nouvelle réfrigération ;
- le resserrage de la partie active.

Les principales opérations de maintenance corrective suite à une avarie sont :

- le diagnostic après incident pour cibler l'état précis du transformateur ;
 - le remplacement d'accessoires ;
 - la réparation du matériel ;
 - le traitement voire le remplacement d'huile selon les défauts engendrés ;
- ou
- l'achat d'un transformateur neuf.

La connaissance des opérations passées de maintenance, ou réparation, effectuées sur un appareil peuvent faciliter le diagnostic en expliquant ou excluant certaines faiblesses.

Du fait de leur bonne fiabilité dans le temps, il arrive parfois que les transformateurs finissent par être négligés, en surestimant leur durée de vie, et ils ne sont pas nécessairement pleinement pris en compte dans certaines politiques de gestion des risques.

1.4.4. Vieillessement du parc

Le parc mondial des transformateurs de puissance vieillit dans tous les pays industrialisés. En France en 2008, 22 % des 1250 transformateurs de puissance (400 et 220 kV) du transport électrique avaient quarante ans ou plus (BLANC, et al., 2008).

Un des principaux objectifs actuels des exploitants de transformateurs est de maintenir ces transformateurs en fonctionnement le plus longtemps possible et ce avec des contraintes toujours plus fortes, avec entre autres la part croissante de l'électricité dans le mix énergétique. Enfin certains réseaux privés ou nationaux étant dimensionnés au plus juste, il arrive de plus que certains de ces appareils soient particulièrement surchargés et/ou peu entretenus.

1.4.5. Fiabilité des transformateurs

Le transformateur de puissance est un appareil relativement fiable. Sa durée de vie est de l'ordre de quarante ans, dans des conditions normales d'exploitation.

L'ordre de grandeur du nombre de transformateurs de puissance en exploitation dans le monde est introuvable dans la littérature. Plusieurs estimations ont été faites par différents experts internationaux, sur un forum spécialisé, sur un sujet ouvert pour cette thèse. Le nombre de plusieurs centaines de milliers d'unités apparaissait plusieurs fois selon différentes méthodes de calcul.

Les pannes importantes sont rares mais souvent problématiques, en particulier par rapport à l'indisponibilité du matériel (1.2.3.6). Bien que des actions de maintenance préventive existent, comme les analyses d'huile, il n'existe pas encore de maintenance prédictive qui donne l'état futur d'un appareil.

La dernière enquête internationale conséquente sur les défaillances des transformateurs de puissance date de 1983 (CIGRE, 1983). Elle regroupait un retour d'expérience de 961 défaillances sur des transformateurs de haute tension supérieure à 60 kV, et de moins de 20 ans. Elle montre que sur les transformateurs de puissance de type poste avec régulateur en charge (692 cas de défaillance), les principaux composants défaillants sont :

- ✓ Les régulateurs en charge 41 %
- ✓ Les enroulements 26 %
- ✓ Les traversées 12 %

Le régulateur de prise en charge (1.3.3.8) est donc un des organes les plus critiques du transformateur de puissance, dont il est le seul élément dynamique. Les contraintes électromécaniques que subissent les régulateurs en charge sont importantes et en font le principal point faible des transformateurs. En particulier un amorçage sur le régulateur en charge entraîne souvent des courts-circuits internes directs et importants sur la partie active.

Des groupes de travail (CIGRE WG A2-37) tentent de réaliser une nouvelle étude de grande ampleur, mais ils sont confrontés à la difficulté d'obtenir de telles données des exploitants de grands réseaux comportant de nombreux transformateurs. Ces exploitants ne souhaitant peut être pas particulièrement communiquer leurs taux d'avaries transformateur, avec les détails qui les accompagnent.

Cependant certains articles réalisant des études plus locales confirment ces ordres de grandeur. Par exemple sur un échantillon de 188 transformateurs sud africains jusqu'à 765 kV (MINHAS, REYDNER, & DE KLERK, 1999), la principale cause de défaillance est le vieillissement des appareils, ce qui implique généralement les enroulements, ensuite viennent les réglesurs.

➤ Taux de défaillance

Toujours selon cette étude de référence (CIGRE, 1983) les défaillances entraînant un arrêt prolongé des transformateurs de puissance dans le monde sont de l'ordre de 2 % sur la totalité des appareils en fonctionnement sur les réseaux considérés.

Sur le réseau de transport français, entre 1990 et 2004 le taux de défaillances sérieuses était de 0,61 % (BLANC, et al., 2008). Sur la même période le taux de défaillance moyen dû à des anomalies ayant entraîné un arrêt du transformateur était de 4,6 %. Dans cette même étude, une courbe en baignoire du taux de défaillance en fonction de l'âge des transformateurs est présentée.

1.4.6. Contraintes et défauts associés

1.4.6.1. Définitions

- ✓ **Contrainte** : tout transformateur est dimensionné pour tenir un certain nombre de contraintes (mécaniques, diélectriques, thermiques) nominales et dues à des perturbations (choc de foudre, court-circuit, etc.) de différentes ampleurs, qui reflètent partiellement les conditions d'exploitation. La tenue aux niveaux de contraintes est précisée dans les normes référées dans le cahier des charges, ou font l'objet d'un accord avec le constructeur. Les essais de réception valident la tenue aux contraintes définies dans le cahier des charges en sortie d'usine. Certaines de ces contraintes en service pourront être à l'origine de défauts, ou impacter la durée de vie d'un transformateur.
- ✓ **Défaut** : modification accidentelle affectant un fonctionnement normal. Dans ce mémoire un défaut sera vu comme un problème physique interne identifiable visuellement par un expert, lors d'un accès à la partie active, pouvant arrêter ou ayant arrêté le fonctionnement normal de l'appareil.
- ✓ **Symptôme** : signe révélateur d'une situation matérielle. Dans ce mémoire un défaut interne donné générera un ou plusieurs symptômes. Les symptômes pourront être mis en évidence suite à l'analyse des informations disponibles.

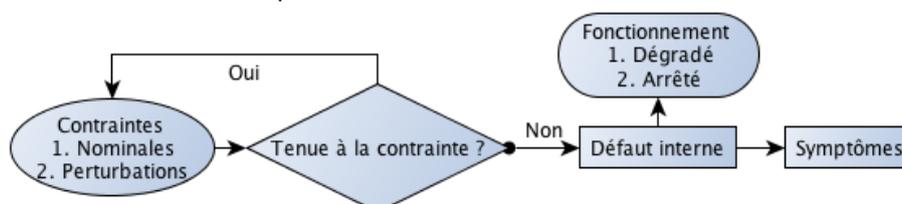


Figure 17 : Principe du mécanisme de défaut

Comme résumé sur la Figure 17 un défaut sera ici le résultat d'une contrainte qui n'a pas pu être contenue. Tout défaut se manifestera par des symptômes que l'on essaiera de qualifier par différentes informations et moyens de mesure.

« Les différents types de défauts ont des degrés de gravité variables en fonction de l'importance des dommages causés et de leurs répercussions.

Certains ont une évolution lente et ne mettent pas en danger immédiat l'appareil (vibrations, décharges partielles). Il est possible, en étant averti, de différer la remise en ordre à un moment opportun.

D'autres demandent des mesures de sauvegarde, tout en laissant un certain délai pour les prendre (surcharges).

Enfin, les incidents susceptibles de produire des dégâts importants nécessitent une intervention immédiate et automatique (courts-circuits, amorçages internes). » (HOCHART, 1988)

Le transformateur étant un objet complexe situé dans une cuve, son accès interne n'est pas évident et la confirmation visuelle de ces défauts internes ne l'est donc pas non plus, d'autant plus qu'une opération de décuivage n'est jamais anodine, et relativement coûteuse.

Les paragraphes suivants détailleront différentes contraintes normales et anormales auxquelles peut être soumis un transformateur, et présenteront plusieurs des défauts internes qui peuvent en découler.

Dans le pire des cas il est possible parfois d'aller jusqu'à l'explosion du transformateur (Figure 18).



Figure 18 : Explosion de transformateur

1.4.6.2. Contraintes diélectriques et surtensions

La contrainte diélectrique caractérise la tenue en tension des différents éléments du transformateur. Cette tenue diélectrique au sein du transformateur est liée à l'état isolant :

- du papier isolant les conducteurs ;
- de l'huile diélectrique immergeant l'ensemble de la partie active ;
- des traversées.

✓ **Contraintes normales**

Le transformateur doit supporter normalement en exploitation sa tension nominale AC (par exemple 400 kV).

✓ **Contraintes anormales**

Les deux contraintes diélectriques normalisées les plus importantes sont les chocs de foudre (1425 kV en 1,2 μ s) et les chocs de manœuvre (1050 kV en 200 μ s) qui sont des phénomènes très haute tension très brefs, donc à très haute fréquence (Annexe C : Mesures diverses sur les transformateurs / Tenue aux chocs : de foudre, de manœuvre (essai individuel)).

✓ **Défauts possibles dus aux contraintes diélectriques**

Si les caractéristiques des isolants se dégradent trop, due à une humidité interne excessive par exemple, ou sont contraintes au delà de leurs limites alors il peut se développer :

- un **amorçage des pièces sous tension** :
 - ✓ **entre elles**, comme entre enroulements ou entre spires (Figure 19)
 - ✓ **avec la masse**, comme l'amorçage d'une traversée ou d'un enroulement à la cuve ou au circuit magnétique.
- des **décharges partielles** au sein d'un isolant, classiquement solide dans les transformateurs. Ce sont des micro décharges locales qui tendent à se propager dans le temps.

Tous ces défauts créent du carbone, qui est conducteur, impactant ainsi la tenue diélectrique localement. Ce phénomène étant irréversible, il est impossible de retrouver un fonctionnement normal suite à un amorçage diélectrique.



Figure 19 : Amorçage franc entre spires



Figure 20 : Effort électrodynamique franc

1.4.6.3. Contraintes électrodynamiques et surintensités

Le passage du courant dans un conducteur, soumis à un champ magnétique, provoque une force de Laplace au sein de ce conducteur proportionnelle au carré du courant.

✓ Contraintes normales

Au courant nominal (I_{nominal}) les efforts mécaniques sont négligeables par rapport aux efforts liés aux courants de court-circuit (I_{cc}) (environ 100 fois plus importants), pour lequel le transformateur est dimensionné mécaniquement (IEC 60076-5, 2006).

✓ Contraintes anormales

Les surintensités se distinguent des surcharges par leur plus courte durée (de quelques dixièmes à quelques dizaines secondes) et par leur intensité relative (de 2 à 25 fois l'intensité nominale). Dans les deux cas ce sont des contraintes classiques dans l'exploitation d'un transformateur.

Les surintensités se présentent principalement dans les cas suivants :

- **Court-circuit** : I_{cc} de 6 à 25 I_{nominal} environ ; I_{cc} est limité par la tension de court-circuit. Les courts-circuits peuvent être externes, venant du réseau, ou internes, suite à un défaut.
- **Mise sous-tension des transformateurs** : Courant transitoire à vide (I_0) de quelques fois le courant nominal.
- **Démarrage des moteurs** : $I_{\text{démarrage}}$ de 3 à 7 I_{nominal} .

✓ Défauts possibles dus aux surintensités

Les conséquences de ces surintensités sont de trois ordres :

- **Efforts électrodynamiques** dus aux forces de Laplace dans les bobinages entraînant des contraintes mécaniques élevées. Ces efforts peuvent être particulièrement significatifs lors des efforts de court-circuit, jusqu'à quelques centaines de tonnes. Le livre (ABB Short-circuit Duty of Power Transformers, 2007) est particulièrement complet sur le sujet. Un exemple franc de déformation mécanique d'enroulement est visible sur la Figure 20. Pour s'en affranchir en partie, les enroulements en usine sont serrés jusqu'à plusieurs centaines de tonnes, pour les empêcher d'avoir un degré de liberté malgré les efforts développés.
- **Echauffements** élevés des enroulements, dégradant les isolants solides en particulier.
- **Chute de tension** au secondaire, perturbant la stabilité du réseau.

1.4.6.4. Contraintes électriques : mauvais contacts

Le courant passe à travers différents contacts dans un transformateur, souvent composés de métaux différents. Ce sont les brasures au niveau des connexions de fin d'enroulements, et les différents contacts mobiles des régleurs, en charge ou hors tension.

✓ **Contraintes normales**

Par conception une certaine densité de courant est admissible en régime nominal dans ces éléments. Le courant doit alors circuler dans tout le circuit électrique sans échauffement local particulier, dû à une densité de courant anormale.

✓ **Contraintes anormales**

Si certains contacts se dégradent dans le temps, ils laissent passer le courant sur une surface de passage effective réduite par rapport à la construction originale. En conséquence la densité de courant locale augmente ce qui peut créer un défaut.

✓ **Défauts électriques possibles**

Les effets de ces contraintes électriques sont principalement des points chauds dus à des échauffements locaux anormaux sur les éléments suivants :

- **Connexions dans certains changeurs de prises en charge**, en particulier les contacts mobiles de l'inverseur s'ils sont peu manipulés, alors qu'ils voient passer en permanence le courant de charge du transformateur.
- **Connexions des changeurs de prise hors tension**. Les contacts mobiles sur les positions en service qui ne sont jamais bougés peuvent se dégrader avec le temps.
- **Connexion entre le cuivre des enroulements et une connexion interne**, comme pour les prises de réglage ou les connexions qui passent dans les traversées. Ces différentes connexions sont brasées, serties ou boulonnées, et suivant la qualité du contact et les conditions d'exploitation, certains de ces raccords peuvent chauffer anormalement. Un point chaud très avancé sur un contact boulonné est visible sur la Figure 21.

La formation de points chauds, constitués de particules de carbone solides dues à la décomposition de l'huile, peut dans certains cas provoquer la dégradation d'isolants. Dans les stades les plus avancés, la formation de carbone sous forme solide peut diminuer des distances diélectriques internes, allant jusqu'à un amorçage interne dans le pire des cas.

1.4.6.5. Contraintes thermiques : surcharges, points chauds et vieillissement

✓ Contraintes normales

Les contraintes thermiques sont dues principalement aux pertes Joule liées au passage du courant dans les enroulements, puis à l'évacuation de ces pertes via la réfrigération.

Deux normes internationales principales régissent les contraintes thermiques en régime nominal : une sur les échauffements admissibles dans le transformateur (IEC 60076-2, 1993), et un guide de charge normatif pour les transformateurs immergés dans l'huile (IEC 60076-7, 2005).

✓ Contraintes anormales

Les perturbations thermiques anormales sont principalement : les surcharges, les points chauds qui se sont éventuellement développés ainsi que des problèmes de réfrigération.

✓ Défauts possibles dus aux contraintes thermiques

Dans tous les cas ces contraintes thermiques provoquent le **vieillissement** :

- **des papiers isolants**, et la dégradation de leurs propriétés diélectriques par voie de conséquence. Ceux-ci sont d'autant plus critiques qu'ils ne sont pas, sauf reconstruction, remplaçables au long de la vie d'un transformateur. Par exemple dans le cas extrême de la Figure 22 toute la bobine est noircie de l'intérieur à cause d'un fonctionnement à des températures excessives.
- **de l'huile isolante**. La température, l'humidité et l'oxygène accélèrent le vieillissement de l'huile, qui perd donc ses qualités d'origine, ce qui peut mener à un défaut.



Figure 21 : Point chaud sur connexion boulonnée



Figure 22 : Echauffement excessif d'un enroulement

1.4.6.6. Contraintes électromagnétiques et courants de Foucault

✓ Contraintes normales

Le passage d'un courant dans le transformateur induit un champ magnétique, qui à son tour induit des courants de Foucault dans les éléments métalliques du transformateur. Ces courants induits sont la cause majeure des pertes supplémentaires dans un transformateur.

✓ Contraintes anormales

Par conception toutes les pièces métalliques, qui ne sont pas les enroulements (circuit magnétique, structure métallique de renfort, tirants, etc.), sont mises au potentiel en un point, généralement à la masse. Si une de ces mises à la masse n'est plus effective, la pièce en question est en potentiel libre et peut se charger/décharger sans contrôle.

D'autre part si une deuxième mise à la masse s'effectue, suite à un défaut d'un isolant interne, une boucle électrique fermée via la masse est alors constituée, et elle est traversée par des champs magnétiques. Un courant de Foucault, induit, anormal circule alors dans les éléments formant cette boucle. Ces éléments n'étant pas conçus pour faire passer du courant, ils peuvent se dégrader, en particulier les isolants.

✓ Défauts possibles dus aux contraintes électromagnétiques

En cas de mises à la masse en plusieurs points du circuit magnétique (Figure 23), ou des éléments métalliques de serrage de la partie active, on peut avoir comme défauts typiquement des points chauds dus à :

- des courants de Foucault induits, anormalement importants ;
- des dégradations d'isolants internes dus à ces courants de Foucault anormaux.

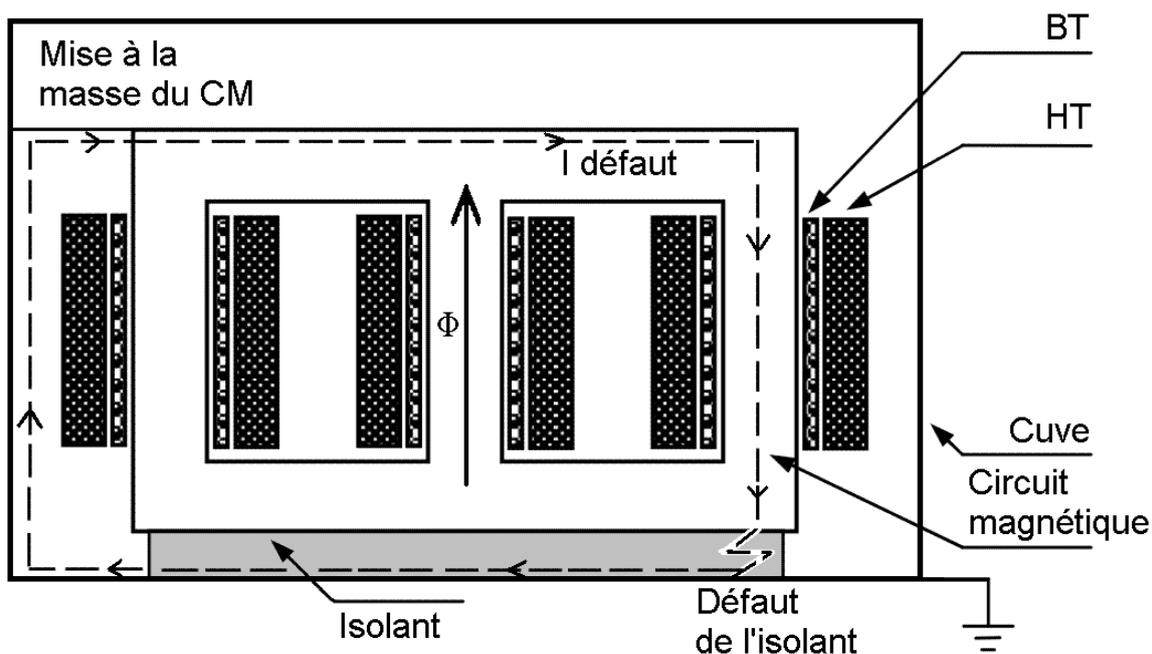


Figure 23 : Schéma d'une boucle de courant de défaut avec le circuit magnétique (CM)

1.4.6.7. Contraintes mécaniques : vibrations, fuites et transport

✓ Contraintes normales

En fonctionnement normal le circuit magnétique vibre légèrement à 100 Hz dû au phénomène vibratoire de magnétostriction, engendré par un champ magnétique, qui allonge, puis rétracte de quelques μm , des tonnes de tôles en acier.

✓ Contraintes anormales

Suite à une mauvaise fixation interne de la partie active, des vibrations anormales en fonctionnement nominal peuvent apparaître ; elles peuvent dégrader certains isolants internes qui ne sont pas prévus pour tenir de telles contraintes mécaniques.

Lors du transport le transformateur ne doit pas recevoir de choc important, ce qui pourrait dégrader les isolants solides de la partie active, ou déplacer le circuit magnétique en particulier et donc diminuer des distances diélectriques en deçà des valeurs prévues lors de la conception.

✓ Défauts possibles dus aux contraintes mécaniques

Les principaux défauts liés aux contraintes mécaniques sont :

- **Des points chauds sur des régleurs de prises** si ceux-ci sont mécaniquement mal alignés.
- **La diminution de distances diélectriques**, dues au déplacement interne massif d'un circuit magnétique de plusieurs centimètres, suite à un choc mécanique comme lors de la chute d'un transformateur (Figure 24).
- **Des dégradations d'isolants internes** dues à des vibrations anormales, elles mêmes dues à un manque de serrage interne à la construction, ou suite à des chocs importants.
- **Les fuites de joints** mécaniquement trop serrés et/ou chauffés (i.e. Figure 25) lors de leur installation puis leur exploitation.



Figure 24 : Problème de transport



Figure 25 : Joint de traversée écrasé

Toutes ces contraintes peuvent donc être la cause de différents défauts au sein d'un transformateur.

Afin de les limiter, plusieurs alarmes et protections (2.3.2.1) peuvent être mises en place.

1.4.7. Réparation

Actuellement la demande d'électricité augmentant continuellement et les investissements dans les infrastructures étant plus faibles qu'il y a quelques dizaines d'années, le nombre de transformateurs de puissance de réserve a globalement tendance à diminuer. De plus, il y a une forte demande mondiale d'appareils neufs et les délais de réalisation peuvent aller jusqu'à quelques années.

C'est pourquoi après incident, l'achat d'un nouveau transformateur n'est pas systématique. Compte tenu des coûts, et surtout des délais, de remplacement par du matériel neuf, et des contraintes de continuité de service, l'option de la réparation peut être sérieusement envisagée. Celle-ci permettra en outre de potentiellement prolonger la durée de vie du transformateur et donc de garder un réseau électrique consistant plus longtemps.

La réparation d'un transformateur est une opération importante, en particulier lorsque la partie active est en jeu. Il peut arriver que suite à un amorçage interne, ou à des efforts électrodynamiques, tout ou partie des bobinages soit à reconstruire.

Dans tous les cas une réparation n'est jamais une opération anodine et résulte toujours d'un choix technico-économique de l'exploitant, et dans ce cadre l'étape du diagnostic est cruciale. Celui-ci déterminera l'ampleur des dégâts dus à l'incident et l'étendue des réparations envisageables.

Au final c'est généralement ce compromis technico-économique qui décidera de la fin de vie ou non d'un transformateur suite à un incident.

Par exemple, le remplacement de toutes les bobines peut être considéré comme une remise à neuf d'un transformateur, si les accessoires sont entretenus en bon état. Souvent dans un transformateur le facteur limitant est l'état du papier isolant des conducteurs ; celui-ci se dégrade dans le temps et ne peut être changé sans reconstruire des bobinages neufs. En revanche, si tous les papiers sont remplacés au niveau interne, le transformateur est comme neuf.

D'autre part il est parfois possible dans le même temps de réaliser certaines modifications de caractéristiques. Il est par exemple possible de modifier la réfrigération, la partie active, ou certains accessoires selon les demandes du client.

1.4.8. Fin de vie

Suite à avarie, si l'étude technico-économique de remplacement du transformateur en défaut par un appareil : neuf ou de mêmes caractéristiques disponible, est plus intéressante que la réparation, l'appareil en défaut arrive en fin de vie. Il sera alors détruit, et ses matériaux partiellement recyclés.

Il peut arriver de retirer un transformateur du réseau avant avarie, cependant cela reste rare de nos jours.

1.5. Rôles et enjeux du diagnostic transformateur

1.5.1. Contexte

« Le diagnostic est une tâche hautement cognitive [...]. L'objectif visé par le diagnostic consiste à déterminer les causes d'un dysfonctionnement [...] à partir d'observations et de symptômes constatés. Les techniques de diagnostic sont souvent liées au domaine traité et dépendent très fortement des caractéristiques du dispositif à diagnostiquer. » (PIECHOWIAK, 2003)

Afin d'assurer la disponibilité d'un réseau électrique dans de bonnes conditions il est important de connaître l'état de ses composants critiques.

Le cadre de cette thèse se focalisera sur le diagnostic de défauts, et non sur le diagnostic d'état général d'un transformateur supposé sain. Lors d'un incident ou d'une défaillance avérée, le diagnostic appliqué à la recherche de défaut est délicat mais crucial.

Les principaux enjeux du diagnostic de défauts sont :

- ✓ identifier et cibler les défauts, et les dégâts éventuels ;
- ✓ identifier les causes de ces défauts, lorsque cela est possible ;
- ✓ estimer les risques inhérents à ces défauts.

La qualité et la rapidité de ces diagnostics permettront une optimisation :

- ✓ de la fiabilité du transformateur, par la connaissance de ses risques intrinsèques ;
- ✓ des coûts matériels et d'indisponibilité, potentiels ou effectifs, du transformateur puis de son réseau associé ;
- ✓ de la politique de maintenance des transformateurs de l'exploitant par retour d'expériences.

1.5.2. Acteurs du diagnostic de transformateurs

L'exploitant est presque toujours le demandeur des expertises de transformateurs, que ce soit pour un diagnostic d'état (lors d'une maintenance), ou de défaut. Il peut alors soit faire appel à des services internes compétents, si existants (i.e. la Direction Technique Générale pour EDF, ou le Centre National Expertise Réseaux pour RTE), ou à des prestataires extérieurs spécialisés.

Les principaux acteurs du diagnostic de transformateurs de puissance sont (en France) :

- Les exploitants (EDF, RTE, ERDF, SNCF, les électrométallurgistes, les électrochimistes, etc.), quand ils ont en interne des spécialistes des transformateurs disponibles
- Les entreprises spécialisées en maintenance ou réparation de transformateurs (TSV, Transfo-Services, etc.)
- Les constructeurs, plutôt sur garantie ou dans le cadre de contrats de services (JST, Alstom Grid, ABB, France Transfo, etc.)
- Certaines entreprises de matériels de mesures ayant des spécialistes transformateurs suivant les cas (Omicron, Megger, Doble, etc.)

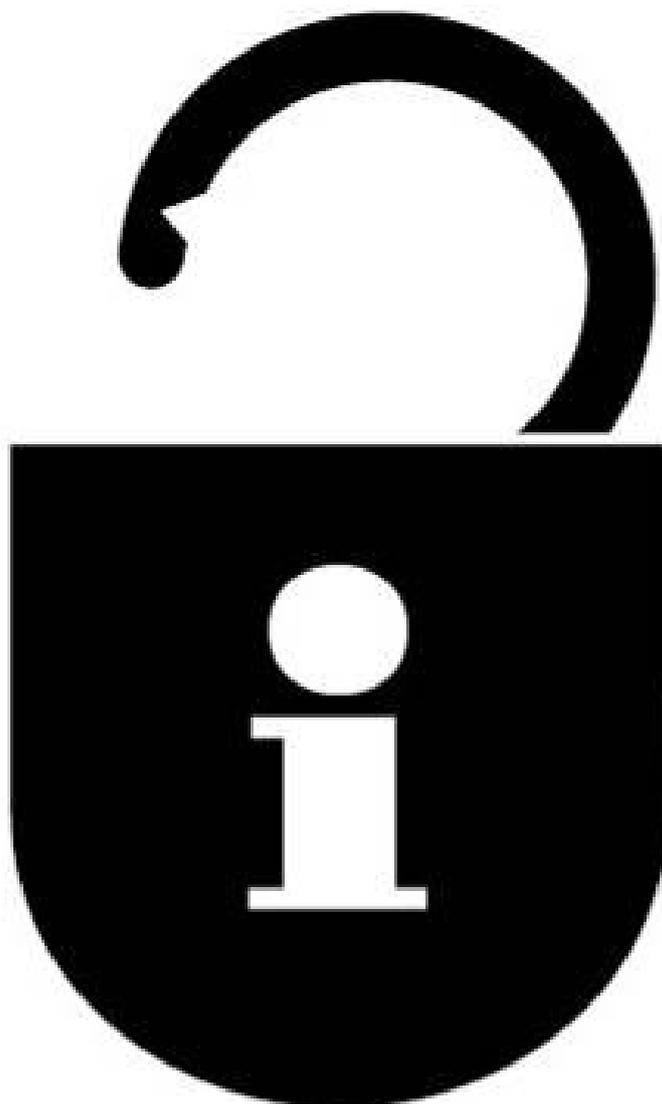
1.6. Conclusion

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. De plus, dans le contexte actuel, avec un parc d'appareils vieillissant et un réseau de plus en plus chargé, les transformateurs seront soumis à des contraintes de plus en plus importantes, pendant encore plusieurs années à priori.

Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique. Il est donc très important d'être capable d'en assurer la maintenance, et le dépannage au mieux, afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même, et surtout de garantir la transmission, importante, d'énergie électrique qui transite par lui.

Ce contexte général introduit les enjeux du diagnostic, dont tous les éléments nécessaires pour le réaliser sont présentés dans le chapitre 2.

Chapitre 2 :
DEFAUTS DE TRANSFORMATEURS
ET INFORMATIONS UTILES POUR LEURS DIAGNOSTICS



2.1. Introduction

Ce chapitre va introduire toutes les notions nécessaires pour réaliser la détection et la localisation de défauts des transformateurs de puissance.

Toutes les informations présentées dans ce chapitre pouvant être significatives d'un ou plusieurs défauts, elles seront corrélées entre elles pour réaliser un diagnostic. Elles seront les éléments sur lesquels se basera le système final d'aide au diagnostic créé dans cette thèse. Toutes les informations retenues pour cet outil, développé au chapitre 4, seront présentées dans des tableaux, avec des « codes » qui leur sont associés, et seront utilisés dans le système final.

- Le paragraphe 2.2 détaillera les défauts retenus dans cette étude.
- Le paragraphe 2.3 présentera les grandes catégories d'informations factuelles, temporaires et permanentes, significatives et pouvant être utiles dans le diagnostic de transformateurs.
- Le paragraphe 2.4 présentera les principales mesures, chimiques et électriques, classiques applicables à un transformateur, les grandes lignes de leurs interprétations, et quelques défauts que chacune d'elle peut mettre en évidence. Le choix et l'interprétation de ces mesures est un des éléments essentiel du processus de diagnostic.

2.2. Défauts retenus dans cette étude

Ce paragraphe présente les huit types de défauts uniques utilisés par la suite. Un défaut, tel qu'entendu dans cette étude, est interne au transformateur.

Le Tableau 3 liste des grandes catégories de défauts, le type des défauts retenus, et la correspondance avec les codes utilisés par le système de diagnostic proposé au chapitre 4.

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

Tableau 3 : Défauts retenus et leurs codes associés

Souvent des combinaisons de ces défauts surviennent : cet aspect sera détaillé en 4.3.3.2.

Remarque 1 : Cette liste de défauts est seulement une image des types de défauts expertisés dans le cadre de cette thèse, et ne représente certainement pas la totalité des défauts possibles ou ayant déjà existés sur les transformateurs de puissance.

Néanmoins cette liste constitue un échantillon relativement typique des principaux défauts des transformateurs de puissance nécessitant une réparation. De plus, ces défauts couvrent l'essentiel des défauts relevés dans l'étude (CIGRE, 1983) où les défauts diélectriques sur : les régleurs en charge, les enroulements et les traversées forment environ 79 % (41 + 26 + 12) des défauts majeurs sur les transformateurs.

Remarque 2 : Certains défauts susceptibles d'apparaître sur d'autres éléments du transformateur tels que le circuit magnétique, le système de refroidissement ou les fixations internes n'ont pas été retenus et représentent un faible pourcentage des défauts nécessitant un arrêt du transformateur. Une partie de ces défauts, tels que des problèmes de réfrigération, est directement détectée et gérée par les exploitants sur site. Les autres problèmes internes, comme sur le circuit magnétique ou les fixations internes, sont très rares sur des transformateurs en exploitation et donc il n'existe qu'un retour d'expérience anecdotique. De plus, ces défauts nécessiteraient des travaux de remise en état de la partie active très conséquents pour retrouver un état normal, et ne justifient qu'exceptionnellement leur coût vis-à-vis des risques éventuellement encourus. L'appareil continuera de fonctionner alors souvent en mode dégradé, ou sera retiré du service.

Remarque 3 : Les causes des différents défauts ne seront évoquées qu'au cas par cas, si elles ont été identifiées dans le cadre de l'expertise ; ou si une explication théorique semble appropriée.

Les causes des défauts peuvent être diverses, souvent méconnues (à minima du réparateur), et peuvent être étalées dans le temps. Ainsi, seule une analyse fine des retours d'expériences de l'exploitant des transformateurs en défaut, pourrait à priori établir une étude factuelle sur les causes initiales réelles des défauts de transformateurs.

2.2.1. Défaut d'isolement de la partie active

Le défaut d'isolement de la partie active (voir 1.4.6.2 Contraintes diélectriques et surtensions) est caractérisé par la perte, ou la très forte diminution, d'isolement d'un circuit électrique par rapport à son environnement, dont il doit être normalement isolé.

Typiquement ce cas est rencontré dans les situations suivantes :

- ✓ Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux (Figure 26).
- ✓ Amorçage entre la masse (la cuve ou le circuit-magnétique typiquement) et un enroulement, une connexion ou une traversée

2.2.2. Amorçage diélectrique entre spires

C'est un amorçage entre spires (voir 1.4.6.2 Contraintes diélectriques et surtensions) d'un même enroulement, sans que les conducteurs soient mis en court-circuit entre eux (Figure 27). L'isolant entre ces spires est donc dégradé, voire détruit, localement.

2.2.3. Court-circuit entre spires

Le court-circuit entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement (voir 1.4.6.2 Contraintes diélectriques et surtensions) qui devraient être normalement isolées entre elles (Figure 28).

Cela arrive souvent suite à un amorçage diélectrique entre spires entretenu, ou le déchirement du papier isolant suite à une déformation mécanique violente des enroulements.

Ce défaut peut aller jusqu'à la fusion du cuivre des conducteurs, et l'ouverture du circuit électrique dans certains cas.

2.2.4. Amorçage du corps insérable du régleur en charge

L'amorçage du corps insérable (Figure 29), ou commutateur, d'un régleur en charge (1.3.3.8) provoque généralement des courts-circuits importants dans un petit volume, normalement hermétique de la cuve principale du transformateur.

Ce défaut est en général destructeur pour le régleur en charge à minima, et jusqu'à l'ensemble du transformateur dans certains cas. L'amplitude des dégâts dépend fortement de la rapidité et du réglage des protections.

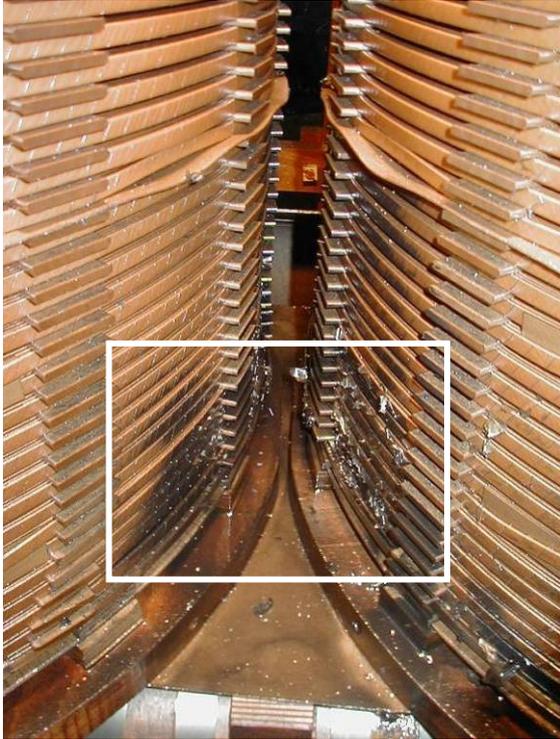


Figure 26 : Amorçage entre enroulements



Figure 27 : Amorçage entre spires, sans court-circuit entre-elles



Figure 28 : Court-circuit entre spires

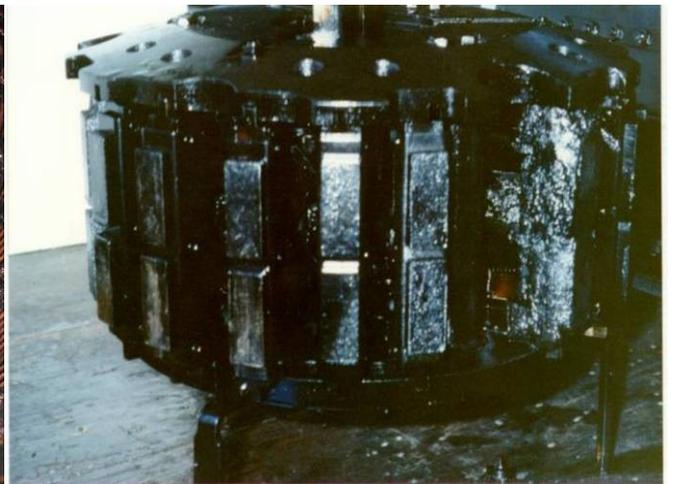


Figure 29 : Amorçage du corps insérable d'un régleur en charge

2.2.5. Décharges Partielles

Les décharges partielles (voir 1.4.6.2 Contraintes diélectriques et surtensions), sont un phénomène local de micro décharges dues à une faiblesse de l'isolant. Un exemple entre des cales de bobinages est visible sur la Figure 30.

Les décharges en elles-mêmes sont rarement destructives, mais leur évolution peut l'être. Car à terme le carbone, conducteur, qu'elles génèrent peut se propager et diminuer la tenue diélectrique entre certains éléments sous tension et ainsi aller jusqu'à provoquer un amorçage.

Des mesures de décharges partielles sont possibles mais nécessitent des moyens de mesures haute tension lourds et techniques (2.4.4.9). Ils sont donc généralement réalisés au cas par cas en dehors des usines de transformateurs.

2.2.6. Point chaud interne au transformateur

Un point chaud est caractérisé par l'échauffement local interne d'une connexion précise du transformateur (1.4.6.4 Contraintes électriques : mauvais contacts). Après une coloration sombre, les points chauds peuvent classiquement former des morceaux solides de carbone, qui sont conducteurs.

Typiquement les points chauds peuvent venir de mauvais contacts du circuit électrique chauffant alors anormalement, comme sur des connexions au niveau des brasures, ou sur des contacts mobiles du régleur en charge (Figure 31), ou du régleur hors tension. Ils peuvent être aussi provoqués par des courants de Foucault induits anormaux circulant dans des pièces non prévues pour cela, qui chauffent alors anormalement, comme : des tôles du circuit magnétique ou des isolants en défaut de la partie active, hors enroulements (1.4.6.6).

2.2.7. Coupure du circuit électrique

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

- ✓ un amorçage de puissance entre spires, qui les fusionne et coupe le conducteur.
- ✓ un point chaud qui dégénère, au niveau des brasures des connexions internes, pouvant aller du débrasage jusqu'à la fusion du contact (Figure 32).
- ✓ un mauvais alignement d'un régleur.

2.2.8. Déformation géométrique des enroulements

Il est possible mécaniquement de déformer les enroulements d'un transformateur, généralement suite à des courts-circuits extérieurs qui provoquent des courants extrêmement élevés (1.4.6.3), qui par voie de conséquence génèrent des forces de Laplace très importantes (Figure 33, à noter sans amorçages entre spires, ni courts-circuits internes !).

Il est possible de déformer un enroulement, ce qui fragilise inévitablement son isolement papier se trouvant au contact des conducteurs, sans nécessairement avoir d'amorçages entre spires ou à la masse. Un transformateur avec une telle déformation mécanique peut dans certains cas fonctionner à son régime nominal. Il reste néanmoins fragilisé et il n'est absolument pas certain qu'il puisse ainsi tenir des perturbations de courts-circuits ou de surtensions ultérieures sans amorcer.



Figure 30 : Décharges partielles sur des cales



Figure 31 : Point chaud sur le sélecteur d'un régleur en charge



Figure 32 : Coupure suite à la fusion d'un conducteur



Figure 33 : Déformation mécanique d'un enroulement

2.3. Informations factuelles : constatations de l'exploitant et l'expert

Les informations factuelles ne nécessitent pas d'interprétation particulière avant leur utilisation dans le diagnostic, à la différence des mesures, qui requièrent en plus d'une action humaine pour les réaliser, une interprétation généralement de type experte. Ces informations factuelles découlent de la connaissance d'un transformateur et de son exploitation. Deux catégories seront distinguées : les informations permanentes et temporaires.

2.3.1. Les informations factuelles permanentes

Les informations factuelles permanentes sont toujours valables durant la vie du transformateur, comme par exemple : sa puissance, ses tensions nominales, son réglage, etc. La plaque signalétique à elle seule, équivalente à la carte d'identité de chaque transformateur, renseigne déjà sur de nombreuses informations permanentes.

2.3.2. Les informations factuelles temporaires

Les informations factuelles temporaires sont celles qui peuvent évoluer durant la vie du transformateur. Par exemple : le déclenchement de protections, sa charge, les perturbations du réseau (surtensions, courts-circuits, etc.) qu'il a subies, son historique de maintenance, ses réparations éventuelles, etc.

Ces informations factuelles sont souvent très utiles pour étayer certaines hypothèses de défauts. Cependant l'accès à ces informations n'est pas toujours évident dans la pratique, et le diagnostic doit alors se contenter des informations disponibles.

Voici les informations temporaires retenues dans le cadre de cette thèse, avec leurs codes associés, dans le Tableau 4, puis détaillées dans ce paragraphe.

Catégorie d'information	Nom de l'information	Code associé
Déclenchement de protections	Buchholz	Prot_Buchholz
	Masse/cuve	Prot_MasseCuve
	Maximum de courant (I_{max})	Prot_Imax
	Soupape	Prot_Soupape
	RS 1000	Prot_RS1000
Evénements extérieurs	Court-circuit sur le réseau	Ext_Cc_ext
	Surtension sur le réseau	Ext_Surtension_ligne
	Traitement d'huile récent	Hist_Trait_huile_recent
Constatations visuelles externes	Traversées abîmées	VisuExt_BornesAbimees

Tableau 4 : Informations factuelles temporaires retenues et leurs codes associés

Chacune de ces informations sera par la suite affectée d'un 1 si elle a été réalisée, comme une protection Buchholz ayant déclenchée, ou d'un 0 si au contraire elle n'a pas eu lieu.

Les deux états 1, comme 0, pouvant caractériser partiellement des défauts.

2.3.2.1. Protections des transformateurs

« La protection des transformateurs a une triple mission :

- protéger le transformateur contre les perturbations extérieures, courts-circuits, surtensions, surcharges ;
- préserver les réseaux connectés et l'environnement des effets des défauts se produisant dans le transformateur ;
- surveiller le fonctionnement du transformateur, avertir d'une évolution dangereuse et limiter les dégâts en cas d'avarie.

La protection est une question à traiter du point de vue économique, en considérant la probabilité d'un type de défaut, les conséquences de sa manifestation éventuelle (perte de production, coût de remise en état, dommages au matériel) et le coût de l'efficacité de la ou des protections destinées à l'empêcher ou à le limiter.

Il est alors évident que la politique à suivre est différente suivant les cas. Les systèmes de protection les plus évolués seront utilisés sur des appareils devant assurer un service critique, dans des conditions exposées. » (HOCHART, 1988)

Trois types de protections sont généralement mises en œuvre. En voici une liste non exhaustive :

1. Protections électriques

✓ Protection par maximum d'intensité (I_{\max})

Des relais reliés à des transformateurs de courant (équivalents d'un ampèremètre en haute tension) déclenchent le transformateur suite à une surintensité temporaire, fixée selon un seuil.

✓ Protection « masse cuve »

Très souvent en France, la cuve est isolée du sol par des plaques isolantes au niveau de ses galets, et est mise en un unique point à la terre. Si un courant de défaut passe du circuit électrique (i.e. enroulement, connexion) à la masse à l'intérieur du transformateur, celui-ci sera drainé inévitablement par cette connexion unique de mise à la masse de la cuve. Sur celle-ci se trouve alors un transformateur de courant, appelé couramment « TI masse-cuve » qui au-delà d'une certaine valeur de courant, de défaut donc, déclenche alors le transformateur.

✓ Protection différentielle

Elle compare les courants entrant et sortant du transformateur, et décèle ainsi les courts-circuits internes et les amorçages à la masse.

✓ Protections contre les surtensions

Pour se protéger des surtensions sont souvent mis en place : soit des éclateurs sur les traversées, soit des parafoudres à l'extérieur, voire dans certains cas à l'intérieur, du transformateur.

2. Protections thermiques

Sur le transformateur sont montés plusieurs thermomètres et des images thermiques donnant une image de la température du cuivre. Depuis quelques années des fibres optiques sont aussi installées dans les enroulements permettant une mesure plus fine et plus rapide de cette température.

3. Autres protections

✓ Relais Buchholz

Le relais Buchholz (Figure 34) est installé sur tous les transformateurs de puissance immergés dans l'huile entre le haut de la cuve et le conservateur. Tout accident interne important se traduit par :

- ✓ un dégagement de gaz, qui fait descendre un flotteur et active une alarme (1^{er} stade), et/ou
- ✓ un mouvement d'huile important en partie supérieure de la cuve, où se place le relais, qui fait basculer un flotteur et provoque le déclenchement du transformateur (2^{ème} stade).

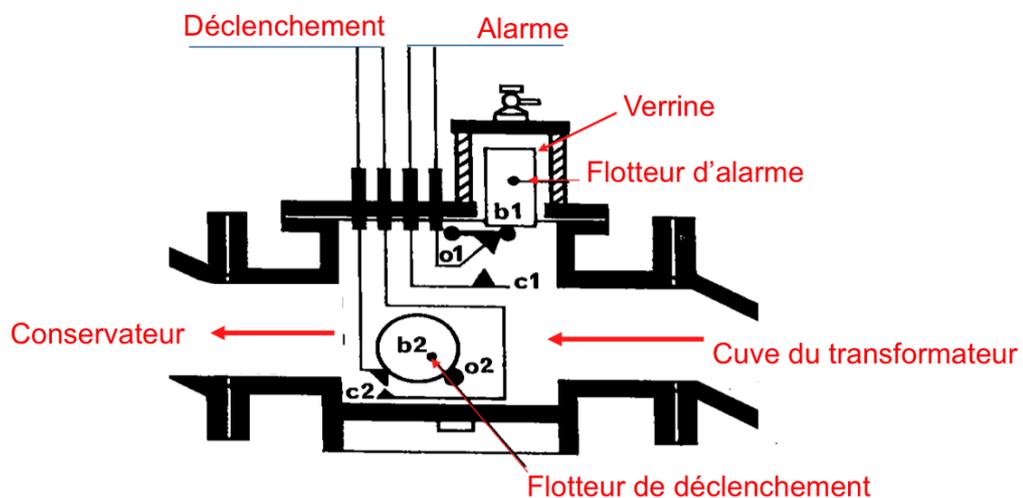


Figure 34 : Schéma d'un relais Buchholz

✓ RS 1000

Le compartiment hermétique du régulateur en charge, le commutateur, possède toujours aussi sa propre protection qui déclenche le transformateur sur mouvement d'huile : le relais « RS 1000 ».

✓ Soupape de surpression

Une soupape de surpression est une ouverture fermée par une plaque sous pression d'un ressort. En cas de surpression interne soudaine, due à un arc de forte puissance typiquement, l'huile peut mécaniquement s'évacuer par la soupape, évitant la déformation de la cuve.

✓ Protections incendie

Des protections incendie constituées de billes thermofusibles liées à un contact peuvent être placées sur la cuve, pour en cas de feu déclencher une alarme et/ou un système d'extinction d'incendie.

2.3.2.2. Evénements extérieurs

Des événements extérieurs au transformateur peuvent parfois être la cause principale, ou aggravante, de certains défauts internes. Dans cette étude trois facteurs ont été retenus.

- ✓ **Court-circuit sur le réseau** : quelle que soit son origine (amorçage entre phases, phase-terre, amorçage de banc de capacités, etc.) il développe généralement des efforts mécaniques sur les enroulements, qui peuvent ainsi se déformer et par suite abîmer leurs papiers isolants.
- ✓ **Surtension sur le réseau** : typiquement des coups de foudre, ou des chocs de manœuvres, de disjoncteur par exemple, peuvent provoquer des contraintes diélectriques internes importantes, pouvant dans certains cas provoquer un amorçage interne.
- ✓ **Traitement d'huile récent** : lors de ces opérations, occasionnelles dans la vie d'un transformateur, qui comportent des mouvements d'huile, il peut arriver que des vannes ne soient pas remises dans leurs positions initiales, par mégarde. Ce qui peut, par suite, provoquer des dégâts importants comme la mise sous tension d'un transformateur vide d'huile isolante en partie supérieure.

2.3.2.3. Inspection visuelle et constatations externes

L'inspection visuelle interne ou externe est souvent réalisée par un expert, qui selon son expérience statue sur le bon ou mauvais état des différents éléments inspectés. Dans le cas d'inspection interne, cela permet le plus souvent de confirmer, ou infirmer, un diagnostic de défaut formé au préalable. Un défaut n'étant pas un état normal, il peut être considéré comme une information temporaire.

Dans le cadre du système mis en place, les inspections visuelles sont utilisées pour :

- ✓ confirmer les défauts internes présentés précédemment ;
- ✓ repérer si des traversées sont abîmées, généralement au niveau de leur porcelaine qui constitue leur enveloppe extérieure.

2.4. Les mesures

2.4.1. Contexte d'application

En fonctionnement normal, sans défauts, les grandeurs électriques du transformateur ne doivent pas évoluer dans le temps, et il en va de même pour les mesures électriques qui leurs sont associées. Les analyses chimiques caractérisent en revanche, plus généralement, l'état des isolants internes, qui évoluent au cours de l'exploitation d'un appareil. Elles peuvent de plus détecter certains défauts.

Dans le cadre du diagnostic, les mesures les plus intéressantes sont celles dont les résultats varient en fonction de l'état, ou des défauts, du transformateur. Elles donnent donc une image de ses composants internes et sont principalement présentées ci-après.

Les mesures, en général, sont réalisées dans les contextes suivants :

- **Essais de réception d'un transformateur**, neuf ou réparé, pour valider son fonctionnement. Plusieurs mesures sont alors réalisées, en particulier des essais haute tension.
- **Recherche de défauts**, pour localiser le ou les problèmes internes. Souvent l'analyse d'huile est la première mesure réalisée, les essais suivants, souvent basse tension, étant ciblés par un expert.
- **Caractérisation d'état** dans le cadre d'une maintenance. Les mesures sont ciblées par un expert, pour évaluer l'état d'un appareil sur certains points précis. L'analyse d'huile est généralement systématique, puis des essais en basse ou haute tension peuvent être réalisés selon la politique suivie, et les moyens techniques disponibles.

Les mesures réalisées durant l'exploitation peuvent être comparées à celles faites lorsque les appareils étaient neufs, celles-ci sont alors utiles pour le diagnostic.

Les mesures brutes ont communément peu d'intérêt en tant que valeurs propres, c'est leurs interprétations, généralement par un expert, qui sont intéressantes.

Le Tableau 5 regroupe les grandes lignes de l'utilité potentielle des grandes familles de mesures, avec leur difficulté relative de mise en œuvre (entre parenthèses sous le type de mesure), en fonction des familles de défauts classiques.

	Informations factuelles temporaires (1)	Gaz dissous dans l'huile (2)	Essais Basse Tension (2)	Essais Haute Tension (3)
Défaut Diélectrique	X	X	X	X
Défaut Electrique		X	X	
Défaut Mécanique	X		X	

Tableau 5 : Utilité des grandes familles de mesures pour la détection de défauts

Difficulté de mise en œuvre :

- 1** = simple : information factuelle connue, ou non, de l'exploitant ;
- 2** = technique : nécessite l'intervention d'un technicien spécialisé sur le transformateur ;
- 3** = complexe : nécessite de lourds moyens d'essais, coûteux et très techniques.

Les grandes familles de mesures sont, par difficulté croissante de mise en œuvre :

- **les mesures chimiques**, principalement des analyses d'huile.
 - ✓ Contexte: elles sont facilement mises en œuvre, et effectuées régulièrement avec une périodicité typique d'une à quelques années, pour le suivi d'appareils ou confirmer un diagnostic de défaut ou d'état.

- **les mesures électriques Basse Tension**, ou BT, (< 1 kV) qui caractérisent principalement les enroulements et leur environnement.
 - ✓ Contexte: elles ne présentent pas de problèmes majeurs de mises en œuvre, nécessitent un personnel compétent, et le transformateur doit être hors tension. Ces mesures sont effectuées lors de la fabrication, suite à des interventions lourdes ou lors de recherche de défauts. Elles sont rarement réalisées lors de maintenances préventives, car les caractéristiques qu'elles identifient n'évoluent normalement pas ; cela relèverait alors de la vérification, enfin cela évite de déconnecter le transformateur du réseau.

- **les mesures électriques Haute Tension**, ou HT, (> 1 kV) vérifient la qualité de l'isolement essayé.
 - ✓ Contexte: elles sont généralement effectuées en usine pour les essais de réception, ou plus rarement avec de lourds moyens techniques sur site lors de la recherche de défauts. Comme pour des essais de décharges partielles. Dans ce dernier cas, se pose généralement la question de la valeur ajoutée de tels essais, sachant que les essais basse tension et les analyses d'huile peuvent déjà identifier de nombreux défauts. Ces mesures nécessitent un personnel très spécialisé.

- **les mesures autres**, comme la mesure par thermographie infrarouge, la mesure de niveau de bruit ou l'examen visuel peuvent caractériser d'autres paramètres d'un transformateur.
 - ✓ Contexte: ces mesures sont généralement réalisées en usine, ou lors de recherches de défauts spécifiques.

Enfin d'autres mesures, rarement utiles dans le cadre de diagnostic de défaut, sont présentées en Annexe C : Mesures diverses sur les transformateurs.

2.4.2. Interprétation des mesures : entre la pratique et les normes

Les mesures retenues dans cette étude (Tableau 6) seront détaillées dans les paragraphes suivants.

Type de mesure	Nom de la mesure	Résultat brut	Interprétation	Code associé
Essais BT	Réponse en fréquence (FRA)	Réponse complexe	Bon / Mauvais	ElecBT_FRA
	Courant magnétisant	Valeur unique	Trop faible	ElecBT_I_mag_faible
			Trop fort	ElecBT_I_mag_fort
	Résistance d'isolement	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_R_Isolement
	Résistance d'enroulement	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_R_enroulement
	Rapport de transformation	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_Rapport_transfo
Impédance de court-circuit	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_Zcc	
Essais HT	Essai de Décharges Partielles	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecHT_DP
	Tenue à la tension nominale	Booléen	Bon / Mauvais	ElecHT_essai_Un
Analyse d'huile	Gaz dissous dans l'huile (Interprétation selon la norme IEC 60599)	Valeurs pour les gaz : Hydrogène, Méthane, Ethane, Ethylène, Acétylène	Défaut D1 ou D2	Huile_DGA_D12
			Défaut DP	Huile_DGA_DP
			Défaut T1	Huile_DGA_T1
			Défaut T2 ou T3	Huile_DGA_T23

Tableau 6 : Mesures retenues et leurs codes associés

Les mesures avec les informations factuelles constituent les informations d'entrée du diagnostic. Leur utilisation pour le diagnostic nécessite une interprétation permettant de déterminer, de classifier, cette information comme significative de l'état du transformateur. Cette interprétation de la mesure permet de passer de l'information brute au symptôme caractéristique de l'état du transformateur. Une première difficulté réside donc dans l'interprétation des mesures.

Pour réaliser cette interprétation certains outils comme les normes sont disponibles permettent de déterminer si la mesure peut être considérée comme « normale » ou « bonne », c'est-à-dire représentative d'un transformateur en bon état, ou si la mesure est symptomatique d'un état défaillant. Souvent la comparaison entre deux matériels identiques, entre plusieurs phases d'un même matériel ou l'évolution de la mesure au cours de la vie du matériel peuvent être des sources d'informations complémentaires permettant une interprétation la plus juste possible.

Toute la difficulté réside donc dans l'estimation de l'état des résultats des mesures. Or, il existe une très grande variabilité des appareils, et donc d'interprétation des différentes mesures, en particulier lorsqu'un défaut n'est pas franc. Chaque résultat de mesure est donc sujet à interprétation, et peut en suivre une éventuelle classification d'états, comme ici pour l'analyse des gaz dissous dans l'huile et le courant magnétisant.

Il faut noter que, dans le principe, une qualification fine des informations en plusieurs classes (pas seulement booléenne), à frontières définies ou floues, permettrait une meilleure discrimination des cas et une évaluation de la nature des défauts. Nous ne l'avons pas fait dans cette étude pour deux raisons principales.

1. Nous nous sommes appuyés, pour cette étude, sur des expertises existantes, et l'avis des experts ayant réalisé ces expertises (comme précisé plus tard en 4.3). Cherchant à simplifier, pour mieux organiser, alors les mesures et leurs interprétations, il a été décidé de se focaliser sur l'état essentiel de celles-ci, et tester la validité d'un tel premier système de diagnostic. C'est ainsi que la majorité des mesures retenues sont interprétées de façon booléenne, bonne ou mauvaise, tout en ayant des résultats encourageant.

Ceci à l'exception des gaz dissous dans l'huile, dont l'analyse est presque toujours rendue par tout laboratoire avec l'interprétation des résultats suivant la norme (IEC 60599, 2007), qui fait aujourd'hui relativement consensus. Quant au courant magnétisant, trop fort ou trop faible, il a été classé selon ces deux états distincts par facilité d'interprétation, au regard des défauts que chacun de ces états peut identifier (court-circuit entre spires, et coupure).

2. Toute classification issue de l'interprétation des résultats d'une mesure implique nécessairement deux étapes non triviales. Que la classification soit applicable de manière systématique, pour être cohérente et utilisable sur de nombreux cas différents, et surtout qu'elle fasse sens et soit une valeur ajoutée sur l'analyse de défaut. Enfin, l'idéal reste que toute méthode de classification ait pu être validée, et faire consensus.

Pour du matériel neuf les normes (i.e. IEC 60076) spécifient quelques critères absolus pour certaines mesures (i.e. pour le rapport de transformation), et de nombreux critères de tolérances par rapport au cahier des charges initial. Ces tolérances laissent une marge de manœuvre au constructeur vis-à-vis de certains aléas de fabrication délicats à maîtriser avec une précision absolue.

Dans le cadre du diagnostic d'état ou de défauts, quelques normes présentent plusieurs points à examiner (3.5.1), mais pratiquement aucune ne statue sur des critères d'acceptation, de refus, ou d'état, des différentes mesures possibles. A l'exception notable des analyses d'huile, en particulier sur les gaz dissous, et de la norme (IEEE C57.125, 1991) en annexe A, qui propose quelques critères pour plusieurs mesures à titre informatif, souvent en pourcentage d'écart avec les valeurs d'origine. Il faut signaler le livre (ABB Service Handbook for Transformers, 2007) présentant de nombreuses mesures et certaines de leurs interprétations.

Dans le système proposé chacune des mesures, ou un état issu de la classification de celles-ci, sera qualifié de façon booléenne, selon un des états suivants :

0 : pour une information « normale », pouvant signifier que l'appareil est sain, que le défaut n'affecte pas cette information (l'information n'est pas symptomatique du défaut), ou ne l'affecte pas de manière significative (défaut de faible ampleur par exemple) ;

1 : pour une information « anormale » signifiant la présence d'un défaut, qui plus est affecte cette information ;

X : lorsque l'information n'est pas connue.

Suivant ces premières interprétations le diagnostic général de défaut pourra continuer.

2.4.3. Analyses d'huile

2.4.3.1. Analyses d'huile et diagnostic de transformateur

Diverses analyses d'huile, très fiables à moindre coût, permettent de diagnostiquer l'état interne d'un transformateur (Annexe D : Vieillessement du transformateur et analyses chimiques), et de détecter plusieurs défauts en évolution ou déjà affirmés.

La norme (IEC 60422, 2005), notamment, propose des recommandations pour la maintenance et la surveillance des huiles minérales dans les matériels électriques, incluant les transformateurs.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile, présentée ci-après, est particulièrement efficace pour le diagnostic de défaut. Elle sera utilisée dans le cadre de cette thèse car elle caractérise spécifiquement certains défauts, là où les autres analyses caractérisent plutôt un état global du transformateur.

2.4.3.2. Analyse des gaz dissous dans l'huile

L'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile minérale (DGA en anglais) est un outil très puissant et reconnu pour détecter des défauts internes au transformateur. Sont alors mesurées les concentrations, en particulier, des gaz suivants : hydrogène (H_2), méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), éthylène (C_2H_4), acétylène (C_2H_2). Ceux-ci, issus de la dégradation de l'huile, sont caractéristiques de certains défauts. Dans cette étude, l'interprétation, et la classification en conséquence, de ces résultats sera effectuée selon la norme (IEC 60599, 2007), qui peut identifier les types de défauts suivants (avec les codes associés par la norme) :

- Diélectriques : arc de puissance (D1, D2), décharges partielles (DP)
- Thermiques : points chaud basse température (T1), haute température (T2, T3)

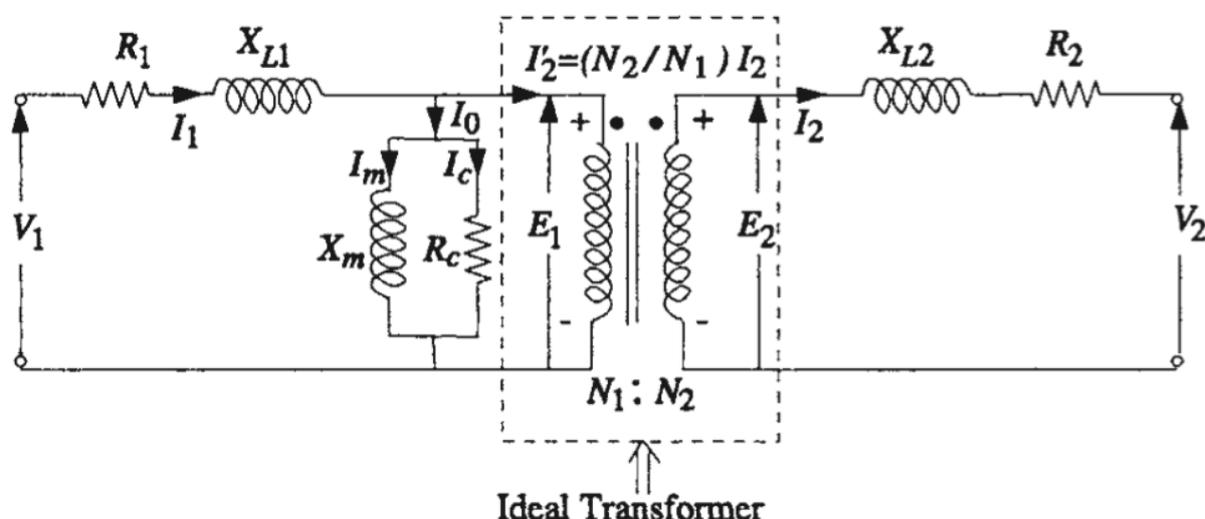
Bien que les normes (IEC 60599, 2007) et (IEEE C57.104, 1991) soient relativement efficaces et restent des références dans ce domaine, elles montrent leurs limites dans certains cas, et des recherches sont toujours actives pour affiner la précision des résultats d'interprétation.

Ces nouvelles méthodes sont surtout à base de systèmes expert (WANG, 2000), à base de réseaux de neurones apprenant sur une grande base existante de cas (WANG, 2000), de logique floue (WONG & SAHA, 2001) ou encore de méthode mathématique d'optimisation par pondération de plusieurs méthodes et s'enrichissant avec une base de cas réels (BANOVIC, SANCHEZ, & BELMILOUD, 2010).

D'autres recherches (DUVAL, 2008) étudient l'analyse des gaz dissous dans l'huile des commutateurs des régulateurs en charge (1.3.3.8), qui se trouvent dans un compartiment hermétique par rapport à la cuve principale du transformateur. Ce commutateur ouvrant du courant normalement, l'analyse d'huile selon les critères d'un transformateur interpréterait un défaut. La difficulté d'interprétation de ces gaz dissous est alors de distinguer le fonctionnement normal du fonctionnement anormal du régulateur en charge, et c'est d'autant plus important que cet appareil est un des éléments les plus critiques du transformateur. Une première norme américaine (IEEE C57.139, 2010) posant au moins le sujet a été publiée en 2010. Celle-ci ne propose pas encore de critères absolus pour définir si un défaut est présent ou non dans les commutateurs des régulateurs en charge, mais elle est basée sur des critères relatifs à l'analyse comparative des données d'un parc d'appareils similaires.

2.4.4. Essais électriques

Pour rappel, voici le schéma équivalent d'un transformateur monophasé de la Figure 5.



Dans les mesures électriques présentées tout au long de ce chapitre, les différents éléments que l'on caractérise feront référence à ce schéma lorsque c'est possible.

Les résultats des essais réalisés pour le diagnostic sont comparés aux indications de la plaque signalétique, ou à ceux obtenus lors des essais de réception lorsque cela est possible.

2.4.4.1. Essais de réception

Les essais de réception, ou d'acceptation, permettent à l'acheteur d'acquiescer un degré de confiance suffisant quant à l'aptitude de son transformateur à assurer son service nominal pendant un temps déterminé. Ils sont contractuellement fixés entre vendeur et acheteur, peuvent se référer à des normes nationales ou internationales (i.e. IEC 60076) et ont lieu en fin de fabrication.

Ces différents essais forment le procès verbal d'essais de réception d'origine, après acceptation du client. Ce dernier est généralement présent pour tous les essais au dessus de la tension nominale (potentiellement destructifs). Le procès verbal est remis au client, et peut être utile – si disponible – pour un diagnostic par comparaison des valeurs d'origine avec les valeurs de mesures ultérieures.

Les essais de réception peuvent être classés en trois catégories :

- **les essais types** : ils assurent qu'un type de transformateur satisfait aux garanties de fonctionnement annoncées. Il n'est pas nécessaire de répéter ces essais, qui sont contraignants, sur tous les transformateurs d'un même type, d'une même série.
- **les essais individuels** : ils assurent que la fabrication de chaque transformateur est conforme à celle du transformateur sur lequel ont été effectués les essais de type.
- **les essais spéciaux** : ils ne sont exécutés qu'après accord entre le constructeur et l'utilisateur. Ce sont tous les essais sortant du cadre normatif des essais types et individuels précédents.

2.4.4.2. Rapport de transformation (essai individuel)

✓ Généralités

La mesure du rapport de transformation ($N1/N2$ sur la Figure 5, avec $N1 > N2$) permet de déterminer le rapport des tensions, et donc des spires, d'un couple d'enroulements d'une phase donnée dans un transformateur.

La mesure des tensions se fait à vide, et elle doit être effectuée entre chaque couple d'enroulements de chaque phase, et pour l'ensemble des prises de réglage. Les mesures en monophasé peuvent être préférables pour la recherche de défauts, permettant ainsi de localiser précisément la phase en défaut, si existante.

✓ Interprétation et normes

Lors des essais en usine seul un écart de $\pm 0,5 \%$ par rapport aux valeurs théoriques, calculables en partant des tensions marquées sur la plaque signalétique, est toléré (IEC 60076-1, 2000). Ce qui peut correspondre à une spire créée selon l'emplacement de l'entrée et de la sortie d'un enroulement.

Le critère d'écart d'un rapport de transformation supérieur à $0,5 \%$ aux valeurs théoriques sera identifié comme défaillant (1), et comme sain (0) si l'écart est inférieur.

Dans le système développé, il suffit qu'un rapport de transformation d'une quelconque phase soit déclaré mauvais, pour que l'information relative à celui-ci soit mauvaise (à 1).

✓ Application à l'analyse de défauts

Un transformateur ne peut pas, physiquement, créer ou faire disparaître des spires. Ainsi lorsque le rapport de transformation, par phase, est très différent des valeurs théoriques c'est qu'un problème électrique important a eu lieu. Par exemple :

- **Une coupure** donnera des rapports déséquilibrés sur la phase considérée, à minima ;
- **Un court-circuit entre spires** fera de même.

2.4.4.3. Résistance d'enroulement (essai individuel)

✓ Généralités

La résistance électrique (R1 et R2 sur la Figure 5) de chaque enroulement est mesurée en courant continu. Il est nécessaire de bien noter les bornes entre lesquelles les mesures ont été faites, faisant donc attention au couplage, et la température des enroulements au moment de la mesure. Ces valeurs sont classiquement ramenées à une température équivalente de 75°C, pour des raisons historiques, ceci permettant de comparer les résistances entre elles, quelle qu'ait été la température du transformateur au moment des différentes mesures.

Cette mesure est une image de la longueur de cuivre d'un enroulement donné, et de la qualité des contacts, mobiles en particulier, présents sur le circuit électrique. Sur un appareil triphasé les résistances entre phases similaires doivent être relativement voisines.

✓ Interprétation et normes

L'annexe A de (IEEE C57.125, 1991) précise que les résistances d'enroulements dans la vie du transformateur devraient avoir moins de 5 % d'écart avec la valeur de sortie d'usine, sans préciser quel pourrait en être le diagnostic.

Dans la pratique, généralement, les mesures de résistances sont comparées entre les valeurs des trois phases, pour les appareils triphasés, ou par rapport aux valeurs de sortie d'usine, lorsqu'elles sont disponibles.

Dans le système de diagnostic proposé ensuite, l'information résistance d'enroulement sera considérée comme mauvaise (1) si un expert estime que la mesure, sur un quelconque enroulement, présente un écart qu'il estime significatif par comparaison avec la même mesure sur : d'autres enroulements similaires, ou le même enroulement estimé sain lors d'une mesure précédente, si disponible. Si les mesures de résistances sont très proches entre tous les enroulements similaires, alors cette information est estimée saine (0).

✓ Application à l'analyse de défauts

En recherche de défaut plusieurs cas peuvent présenter des résistances anormales. Typiquement :

- **Une coupure** franche pourra avoir deux effets différents selon le couplage. Soit donner une valeur infinie en couplage étoile, le courant ne pouvant être mesuré. Soit la valeur d'une des trois résistances d'un appareil triphasé sera approximativement la somme des deux autres, en couplage triangle.
- **Un court-circuit entre spires** peut faire diminuer une résistance d'enroulement. Ceci par la mise en parallèle de résistances électriques de spires d'un enroulement donné, qui devaient être en série, et isolées entre-elles.
- **Un point chaud** sur un contact mobile, comme sur un régleur, en charge ou hors-tension, dans les cas où celui-ci est suffisamment avancé pour provoquer un écart de plusieurs milli ohms.

2.4.4.4. Résistance d'isolement

✓ Généralités

Cet essai est usuel et classiquement réalisé. Il n'est cependant pas normalisé, probablement à cause de la variabilité des résultats en fonction de l'environnement au moment de la mesure : température humidité dans le transformateur, quantité de corps polaires dans l'huile (i.e. avec l'acidité), etc.

Les pièces sous tension sont entourées d'isolants ayant certaines caractéristiques. Ces matériaux présentent une forte résistance électrique de façon à limiter au maximum la circulation des courants en dehors des conducteurs. Entre les spires N1 et N2, entre N1 et la masse, ou N2 et la masse sur la Figure 5 par exemple.

La résistance d'isolement va qualifier un isolement, comme l'enroulement basse tension par rapport à l'enroulement haute tension. La mesure des résistances d'isolement est non-destructive dans des conditions normales d'essais et se réalise en tension continue, typiquement de 500 V à 5 kV selon les éléments essayés. Les valeurs peuvent être très élevées, jusqu'à plusieurs G Ω .

✓ Interprétation et normes

Une des difficultés principales de cette mesure est son interprétation systématique, car il n'existe pas de référentiel, de normes, ou de littérature statuant sur des critères précis et répétitifs. Il est à signaler cependant le guide (MEGGER, 2006) relativement complet sur les applications de la mesure d'isolement en génie électrique.

C'est alors souvent un expert qui, par expérience, juge de la bonne ou mauvaise isolation d'un enroulement. Ci-après sont présentées deux de ces règles empiriques permettant, dans une certaine mesure, de juger l'état d'un isolement.

- La valeur d'un isolement est divisée par deux environ tous les dix degrés supplémentaires. Cela permet de comparer différents isollements entre eux à une température donnée.
- A 20°C un isolement de partie active doit être supérieur à 1 M Ω / kV nominal de l'enroulement considéré. Par exemple un enroulement 220 kV devra avoir un isolement supérieur à 220 M Ω à 20°C par rapport à son environnement (un autre enroulement ou la masse) pour être considéré comme correct.

L'information sur isolement sera considérée comme mauvaise (1) si une mesure d'isolement quelconque est estimée trop faible suivant les conditions présentées ci-dessus. Dans le contraire cette information sera estimée saine (0).

✓ Application à l'analyse de défauts

Vis-à-vis de la partie active du transformateur, la qualité des isollements peut sensiblement s'altérer au fil des ans, ou suite à un défaut de type amorçage, ce qui réduit leur résistivité électrique.

Alors une mauvaise résistance d'isolement peut être typique d'un défaut de type « **Isolement de la partie active** ».

2.4.4.5. Tension de court-circuit (essai individuel)

✓ Généralités

La définition de la tension de court-circuit est donnée en 1.3.2.4. Cette mesure peut être assimilée à une image du flux de fuites passant entre deux enroulements d'une même phase, et est donc fonction de la géométrie de ces enroulements entre eux. Elle est proportionnelle à l'impédance de court-circuit, avec laquelle elle est souvent confondue dans la pratique. Elle caractérise l'impédance équivalente comprenant sur la Figure 5 : R1, R2, XL1 et XL2.

Sauf défaut, cette mesure n'a aucune raison de changer dans le temps.

Par construction sur les appareils triphasés, chaque phase doit être pratiquement identique aux autres. La valeur finale de tension de court-circuit est la moyenne de la tension de court-circuit des trois phases. Cette valeur finale est la seule qui soit gravée sur la plaque signalétique après les essais de réception en usine, et caractérise donc de manière unique le transformateur qui lui est associé.

La mesure peut être réalisée au courant nominal, ou proche de celui-ci, en usine car il est nécessaire d'avoir suffisamment de puissance. Ou en basse tension (220 V par exemple), tout en gardant une précision suffisamment correcte dans le cadre de recherche de défauts.

✓ Interprétation et normes

L'annexe A de (IEEE C57.125, 1991) précise que des écarts de la valeur d'impédance de moins de 2 % avec la valeur de sortie d'usine ne sont pas significatifs, et peuvent sinon montrer des déformations des enroulements.

L'information sur la tension de court-circuit sera considérée, ici sur la mesure réalisée en basse tension, comme mauvaise (1) si un expert estime que la mesure, sur une quelconque phase, présente un écart qu'il estime significatif par comparaison avec la même mesure sur : d'autres phases, ou la valeur inscrite sur la plaque signalétique. Sinon l'information est estimée saine (0).

✓ Application à l'analyse de défauts

Des variations de plusieurs pourcents de la tension de court-circuit sur une phase considérée, par rapport à la valeur sur la plaque signalétique, peut être due à :

- **une déformation mécanique** des enroulements, qui fait varier le flux de fuites considéré ;
- **une coupure** de l'enroulement : la mesure du courant n'est pas alors possible.

2.4.4.6. Courant magnétisant

✓ Généralités

Le courant magnétisant (I_0 sur la Figure 5), appelé aussi courant à vide, comporte une composante :

- Active (I_c sur la Figure 5) : elle caractérise les pertes à vide (appelées aussi « pertes fer », en référence au circuit magnétique) du transformateur
- Réactive (I_m sur la Figure 5) : elle caractérise la puissance magnétisante nécessaire au circuit magnétique pour une induction donnée. Cette composante est normalement largement prépondérante par rapport à la composante active.

Ce courant magnétisant est permanent dès que le transformateur est mis sous tension quelle que soit sa charge, et est fonction du circuit magnétique.

La mesure est réalisée à tension nominale en usine, mais celle-ci peut être réalisée en basse tension et être suffisamment significative lors de la recherche de défauts. L'ordre de grandeur de ces courants est de quelques mA sous 220 V, pour des transformateurs de puissance.

Dans ce cadre de recherche de défauts on ne contrôle pas une correspondance avec la mesure à tension nominale, mais on cherche plutôt observer des déséquilibres anormaux qui peuvent se présenter entre phases, et qui pourraient être caractéristiques de défauts internes.

✓ Interprétation et normes

L'annexe A de la norme (IEEE C57.125, 1991) précise que des variations du courant magnétisant, dans des conditions de mesure identiques, de 5 % sont acceptables, et de 10 % sont acceptables entre appareils similaires. Sur les transformateurs triphasés classiques à trois colonnes il est normal que le courant magnétisant de la phase centrale soit inférieur à ceux des phases extérieures.

L'information sur le courant magnétisant est ici classifiée selon deux états : trop fort et trop faible. Au vu de la diversité des transformateurs, et que cette valeur est fortement dépendante du circuit magnétique, qui est différent dans chaque appareil, c'est ordinairement un expert qui juge l'état d'un courant magnétisant. Ici il estimera si la valeur considérée est normale (0), trop forte (1 à ElecBT_I_mag_fort) ou trop faible (1 à ElecBT_I_mag_faible) sur une des quelconques phases examinées.

✓ Application à l'analyse de défauts

Deux cas peuvent généralement se présenter :

- **une coupure** : provoquera un courant magnétisant faible, celui-ci ne pouvant circuler ;
- **un court-circuit entre spires** : annulant le passage du flux du circuit magnétique dans la zone en défaut, provoquera un courant magnétisant anormalement élevé, sur la phase en défaut.

2.4.4.7. Frequency Response Analysis (FRA)

L'analyse de la réponse en fréquence (FRA en anglais) d'un enroulement donné, alimenté par une tension à fréquence variable de quelques Hz à quelques MHz, donne une signature fréquentielle unique d'un enroulement par rapport à son environnement mécanique et électrique. Par comparaison avec une mesure de référence, ou sur un enroulement similaire, cette méthode permet principalement de détecter des mouvements mécaniques (exemple de signatures des trois enroulements haute tension d'un transformateur sur la Figure 35).

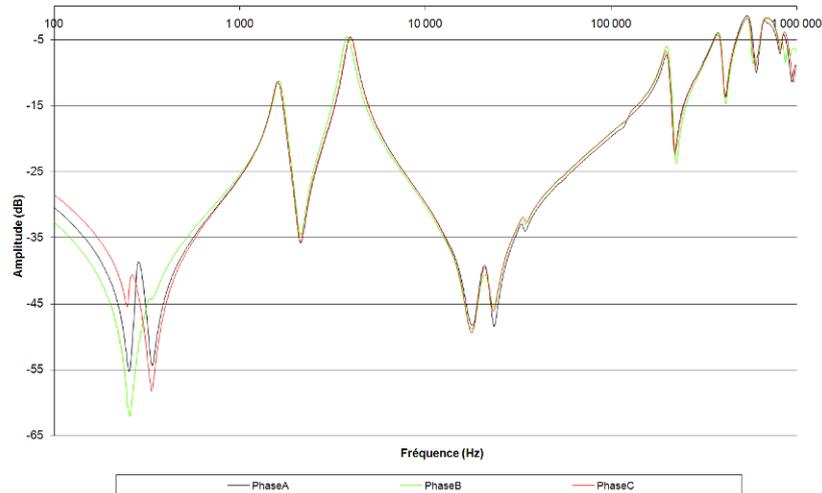


Figure 35 : Exemple de trois signatures de FRA

En effet, les enroulements (HT = HV Winding, BT = LV Winding) peuvent être modélisés par des jeux de selfs et de capacités (Figure 36 issue de (JAYASINGHE, WANG, JARMAN, & DARWIN, 2006)) entre elles et par rapport à la masse (Cuve = Tank Wall, Circuit magnétique = Iron Core). Ces circuits génèrent des résonances électriques à des fréquences données. Suite à une déformation mécanique, les capacités formées par les enroulements étant modifiées, il en va de même pour leurs fréquences de résonance caractéristiques.

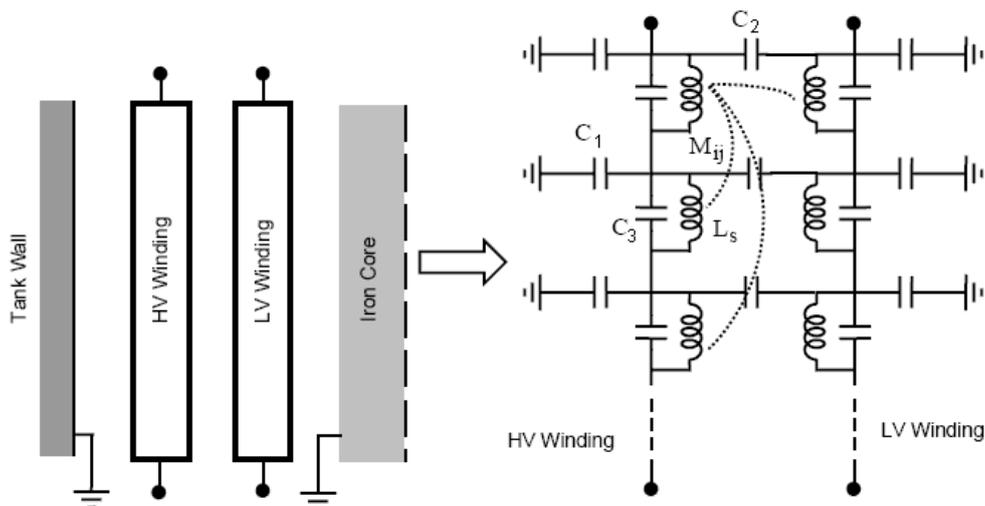


Figure 36 : Modélisation d'un transformateur en self et capacités

Cette mesure est relativement simple à réaliser actuellement, mais son interprétation est très délicate et ne fait pas toujours consensus. Certains phénomènes sont correctement identifiés, alors que d'autres, fonctions de plusieurs facteurs, sont difficilement identifiables.

✓ **Interprétation et normes**

Les premières FRA sur le transformateur ont été publiées par (DICK & ERVEN, 1978) sur des méthodes impulsionnelles avec des transformées de Fourier, inspirées des analyses de disjoncteurs. De nombreux travaux tentent de modéliser le transformateur (B. ABEYWICKRAMA, V.SERDYUK, & GUBANSKI, 2006), d'autres comparent différentes méthodes de mesures (JAYASINGHE, WANG, JARMAN, & DARWIN, 2006) ou vérifient l'efficacité des FRA sur des cas industriels (SANCHEZ, 2008).

Enfin deux normes, (IEC 60076-18, Draft) et (IEEE C57.149, Draft), sont en préparation sur le sujet, mais seraient plutôt des guides, que des interprétations avec des critères absolus, vu que chaque réponse est intrinsèquement liée à la construction de chaque transformateur. La première norme rédigée sur le sujet est la norme chinoise « D L/T 911 », de 2004, qui scinde les courbes en bandes de fréquences et évalue la corrélation entre deux courbes sur ces bandes. Ce qui a le mérite de poser un critère, mais qui a aussi ses limites dans plusieurs cas pratiques.

L'information sur la mesure FRA sera uniquement évaluée par un expert, au vu de sa complexité d'interprétation. Elle sera considérée comme saine (0) si l'expert estime que la majorité des courbes similaires étudiées sont identiques sur la majeure partie de leurs hautes fréquences (environ supérieures à 1 kHz). Au cas échéant, cette mesure pourra être considérée comme mauvaise (1).

✓ **Application à l'analyse de défauts**

Bien que les mesures FRA soient classiquement utilisées pour identifier des défauts de type déformation mécanique, elles peuvent aussi être sensibles à quelques autres défauts, comme des courts-circuits, mais ces points ne seront pas détaillés ici.

2.4.4.8. Tenue à la tension nominale, à vide (Haute Tension)

✓ **Généralités**

C'est un essai de tenue en haute tension.

✓ **Interprétation et normes**

L'essai de réception de tenue en tension induite étant plus contraignant que la tension nominale, il est implicite, et non spécifié dans les normes, que tout transformateur doit pouvoir tenir à minima sa tension nominale. Ce qui n'est donc pas considéré comme un essai classique.

L'information sur la tenue à la tension nominale est booléenne, et sera considérée comme mauvaise (1) si le transformateur déclenche, et ne tient donc pas, sa mise sous tension nominale. S'il tient effectivement celle-ci, alors cette information est estimée saine (0).

✓ **Application à l'analyse de défauts**

La non tenue d'un transformateur à sa tension nominale peut confirmer un **défaut de type diélectrique**, comme un amorçage entre spires, confirmant un problème d'isolement interne.

2.4.4.9. Décharges partielles (Haute Tension)

✓ Généralités

L'essai de décharges partielles est un essai de qualité principalement. La présence de vacuoles, ou de défauts de matière, dans les isolants conduit sous l'effet d'un fort champ électrique à un phénomène de décharges partielles (2.2.5). Il s'agit de claquages disruptifs se produisant de façon erratique dans ces vacuoles, sans qu'il y ait perforation totale de l'isolant. Ces décharges produisant du carbone, qui est conducteur, sont très nocives à long terme car cela peut se terminer par un amorçage franc entre pièces sous tension. Leur détection, si elles existent, est donc particulièrement importante sur le long terme.

Pour réaliser cet essai le transformateur est alimenté à environ 1,5 fois sa tension nominale près de trente minutes, permettant ainsi d'activer des décharges, si existantes, pour les mesurer (IEC 60270, 2000). La mesure consiste ensuite à contrôler le niveau des signaux électriques dus à d'éventuelles décharges (en pico Coulombs, pC) au sein des isolants.

✓ Interprétation et normes

La norme (IEC 60076-3, 2000) précise les conditions d'essais et les critères d'acceptation pour les transformateurs neufs. Par exemple pour les appareils de haute tension nominale supérieure à 170 kV, le niveau de décharges partielles ne doit pas dépasser 500 pC. Ceci est un niveau extrêmement bas, et la mesure est très sensible aux perturbations électromagnétiques extérieures, c'est pourquoi les conditions de mesure idéales sont dans une cage de Faraday, comme le sont la plupart des plateformes d'essais des constructeurs. Enfin, cet essai représentant une mesure très fine de la qualité des isolants, il est même recommandé dans la norme de chercher d'éventuelles sources de perturbations extérieures s'il y a seulement un faible écart au critère d'acceptation.

Cette mesure demandant de lourds moyens d'essais et un personnel très qualifié, l'état de l'information sur la mesure de décharges partielles sera l'avis des spécialistes en question, qui par expérience statueront sur la présence anormale de décharges partielles (1), ou leur absence (0).

✓ Application à l'analyse de défauts

En cas de décharges partielles, elles peuvent être détectées classiquement par des analyses d'huile, et confirmées ensuite par la mesure électrique de décharges partielles.

Il est alors possible d'y coupler une mesure acoustique pour localiser une éventuelle, forte, source de décharges partielles au niveau de la partie active interne. Cette méthode de type « triangulation » est délicate à mettre en œuvre, et l'analyse des signaux, faibles et bruités, requiert un matériel de haute précision, ainsi qu'un personnel très spécialisé. Une norme IEC est en préparation sur ce sujet.

Il y a encore des recherches sur cette méthode, son analyse et comment s'affranchir du « bruit électromagnétique » environnant sur site.

Par exemple allant dans ce sens (MARKALOUS, TENBOHLEN, & FESER, 2008) propose un trigger interne au transformateur en Ultra Hautes Fréquences. Ou encore (RETHMEIER, et al., 2008) propose une nouvelle méthode d'analyse intéressante des signaux électriques en « équivalent triphasé ».

2.5. Monitoring & Diagnostic

✓ Monitoring

Le monitoring est principalement une centrale d'acquisition de nombreuses mesures, électriques ou sur l'huile, sur un transformateur en exploitation. Il gère aussi d'éventuelles alarmes suivant des seuils déterminés. Le principal intérêt du monitoring est le suivi de l'évolution dans le temps de certains paramètres, le tout à distance. Ce qui est pratique pour les appareils sensibles ou difficiles d'accès, mais à un coût non négligeable.

Ces systèmes ont une fréquence d'acquisition relativement élevée, pouvant impliquer des contraintes sur la rapidité de certaines mesures. Ils mesurent ainsi des informations factuelles nombreuses, plus qu'ils n'en font la synthèse. Ces informations peuvent cependant être utiles dans le cadre d'expertises.

Le monitoring est à distinguer d'une protection qui agit rapidement sur l'arrêt du transformateur en cas de défaut.

Dans la littérature on trouve des systèmes de monitoring très complets (BORSI, 2008) développés par des grands constructeurs comme : Alstom Grid (MS 3000) , ABB (TEC), Siemens (TDMS), etc.

Le monitoring des gaz dissous dans l'huile commence aussi à être de plus en plus adopté sur du matériel neuf ou existant. Quelques constructeurs de ces systèmes : Kelman, Morgan Schaeffer, etc.

✓ Diagnostic

Le diagnostic se situe après l'obtention de plusieurs données de sources variées sur un transformateur. En particulier plusieurs mesures significatives sont applicables uniquement lorsque l'appareil est hors-tension, et donc ne peuvent pas être incluses dans le monitoring.

Le processus de diagnostic, complexe et utilisant des connaissances expertes, va suivre une démarche d'interprétation des données disponibles, où les nombreuses données d'un système de monitoring seront tout à fait utiles. Au final tout diagnostic, géré hors ligne, pourra conclure sur l'état d'un appareil à un instant donné, en donnant des informations de haut niveau sur celui-ci.

Le monitoring et ses applications ne sont pas le sujet de cette thèse.

Le diagnostic des transformateurs en général, et de défauts en particulier, sera en revanche le sujet principal de ce travail, mettant en œuvre tous les moyens de mesures disponibles, dont ceux hors tension, sans être contraint par des exigences informatiques de traitement de données propres au monitoring.

2.6. Conclusion sur les informations utiles au diagnostic de défaut

Dans ce chapitre ont été présentées les informations suivantes, considérées comme utiles :

- ✓ les défauts retenus dans cette étude ;
- ✓ les informations factuelles éventuellement disponibles ;
- ✓ les mesures classiques de recherche de défaut, et leurs interprétations en général, et pour l'outil de diagnostic développé par la suite.

Toutes les informations factuelles ou fournies par les essais sont mises en corrélation lors d'un diagnostic, et généralement, récupérées par ordre de complexité.

Tout d'abord sont analysées les informations factuelles, simples à récupérer car elles sont le plus souvent connues de l'exploitant.

Ensuite vient souvent une analyse d'huile, simple à mettre en œuvre par un prélèvement d'échantillon. Son interprétation est bien cadrée par des normes qui font relativement consensus, et peut fournir de nombreuses informations intéressantes.

Suite à ces résultats, des essais basse tension initialement, puis haute tension si nécessaire, peuvent être menés.

La mise en œuvre de ces essais électriques peut être plus ou moins technique et requérir un personnel spécialisé en conséquence. Leur interprétation fait l'objet de peu de normes pour du matériel en exploitation. Elle relève donc souvent de l'expert, en particulier pour les cas de défauts les moins francs.

Enfin, les mesures d'origine d'un transformateur étant rarement disponibles, l'interprétation de la plupart des essais se fait donc par comparaison entre les résultats des trois phases, pour les appareils triphasés à minima.

La difficulté principale de tout processus de diagnostic est de pouvoir interpréter correctement ces différentes mesures, qui suivant leurs résultats, et leur synthèse ensuite avec d'autres informations, peut mener à des opérations techniques très lourdes (comme une réparation) ou risquées (la remise en service d'un appareil défaillant).

Chapitre 3 :
ETAT DE L'ART DES RECHERCHES
SUR LE DIAGNOSTIC DE TRANSFORMATEURS



3.1. Introduction

Après avoir décrit, dans le chapitre 2, les différents défauts affectant les transformateurs de puissance et les informations disponibles (symptômes) mettant en évidence ces défaillances. Nous nous intéresserons, dans ce chapitre 3 aux différentes techniques et méthodes actuellement disponibles pour mener à bien ou améliorer le diagnostic d'un transformateur.

Afin d'illustrer plus clairement la problématique, le paragraphe 3.2 présentera la démarche de diagnostic classique mise en œuvre par TSV. Puis le paragraphe 3.3 sera consacré à l'étude d'un cas réel.

Que l'on parle de diagnostic de l'état d'un transformateur, ou de recherche de défaillance, les informations de départ (entrées) sont : des informations factuelles d'une part et des mesures plus ou moins complexe d'autre part.

Le diagnostic se fonde sur l'interprétation de ces données d'entrées, puis de la richesse de cette interprétation dépend la précision du diagnostic. D'autant plus que dans la plupart des cas de défauts ces entrées ne sont que partiellement renseignées.

On s'intéressera donc dans le paragraphe 3.4 de ce chapitre, à l'état de l'art des méthodes permettant d'extraire des entrées la plus grande quantité possible de symptômes utiles au diagnostic. La finesse des interprétations étant possible par la mise en place de seuils, ou de classifications en différents états qui sont étudiés et confirmés comme valides.

Dans le paragraphe 3.5 nous évaluerons les méthodes disponibles pour l'analyse générale des symptômes conduisant au diagnostic.

Nous concluons enfin sur les différentes techniques et méthodes adaptées au diagnostic des transformateurs dans le cadre de cette thèse.

3.2. Démarche classique de diagnostic de transformateurs

Un rapport sur le diagnostic intelligent de fautes (BONNICE & BAKER, 1988) précise bien la démarche de diagnostic en général :

1. **Observation** : on obtient des données diverses sur un cas considéré.
2. **Diagnostic** : c'est la reconnaissance/détection d'un état de défaut suivant un processus dédié, par comparaison avec des fonctionnements en état normal ou anormal.
3. **Localisation de défauts** : en repartant de l'étape 1, et demandant plus d'informations par des questions et/ou des essais, on réitère le processus jusqu'à ce que le défaut soit identifié, ou l'absence de défaut confirmée.
4. **Remise en état** : du système avec des propositions pour aller dans ce sens.

Pour TSV, cette démarche de diagnostic appliquée aux transformateurs est la suivante :

1. **Observation** : un exploitant appelle avec un problème ou une question sur un transformateur. Il est la première source d'information sur le transformateur et son environnement.

L'interlocuteur de l'exploitant organise les informations fournies utiles pour le diagnostic. Ce seront les premières entrées du processus itératif qui suit.

2. **Diagnostic** : un expert fait la synthèse des informations disponibles et émet des hypothèses sur le(s) défaut(s) le(s) plus probable(s).
3. **Localisation de défauts** : L'expert, s'il a des doutes, préconise des mesures complémentaires pour mieux localiser le défaut, ou infirmer sa présence, sans découvrir le transformateur dans la mesure du possible.

Les étapes 2 et 3 sont répétées jusqu'à atteindre une confiance suffisante dans le diagnostic établi.

4. **Remise en état** : une fois le diagnostic posé, l'expert propose les actions nécessaires pour rétablir le fonctionnement normal du transformateur.

La méthodologie de diagnostic mise en œuvre ici a prouvé son efficacité mais repose entièrement sur l'expert. Or l'expertise est difficile et longue à acquérir, et le nombre d'experts techniques tend à diminuer, au moins en France, depuis plusieurs années. La disparition progressive des entreprises de conception et de fabrication de transformateurs qui existaient en France, la réduction consécutive des filières d'enseignement dont elles constituaient des débouchés, le faible intérêt des jeunes générations pour l'électrotechnique enfin, expliquent en partie cette tendance.

Dans ce contexte, un outil systématique d'aide au diagnostic, formalisant l'interprétation des informations et résultats de mesure, et en particulier les liens logiques récurrents qui peuvent l'être a l'avantage notable de faciliter le travail de l'expert, voire le remplacer dans des cas simples ou classiques de diagnostic. En effet, déchargé d'un travail systématique qu'il réalise à chaque fois, l'expert peut se focaliser alors sur du travail de plus haut niveau, qui lui est propre.

3.3. Etude de cas

Un cas d'étude industriel va être présenté ci-après. Il donne un exemple de démarche experte de diagnostic, et de son analyse dans un document unique.

3.3.1. TSV et le diagnostic

TSV est une entreprise française de réparation de transformateurs de puissance depuis plusieurs dizaines d'années, et a réalisé depuis de nombreux diagnostics de transformateurs.

Un des atouts majeurs de l'entreprise est d'avoir souvent décuvé les transformateurs préalablement expertisés, généralement pour les réparer. Ainsi tout diagnostic initial a pu être confirmé, ou infirmé, lors de l'examen de la partie active en constatant la présence, ou non, de défauts internes présumés.

L'expérience acquise chez TSV depuis plusieurs années montre que du type d'informations disponibles lors du contact avec un exploitant, découle une procédure de diagnostic adaptée, et permettant de conduire efficacement à un résultat fiable pour l'exploitant.

C'est principalement sur cette démarche, et sur des cas significatifs d'études passés, que se base cette thèse. Pour illustrer cette méthodologie nous allons présenter un cas de diagnostic.

3.3.2. Etude de cas

3.3.2.1. Observation

L'exploitant suite à un défaut sur son installation contacte le réparateur de transformateur en lui fournissant quelques informations sommaires sur le transformateur :

- Le site possède des transformateurs branchés sur le réseau 220 kV.
- Des bancs de réactances, pour redresser le facteur de puissance de l'installation, sont installés sur le réseau lié à la basse tension de ces transformateurs.
- Un court circuit a eu lieu sur l'une de ces réactances (banc de capacités) .
- Cet incident a mis le transformateur hors service.
- Rupture des bornes basse tension.
- Rejet d'huile à l'extérieur.

Les questions principales de l'exploitant sont : quel est l'état de son transformateur ? Est-il possible de le remettre en service ? Si oui, que faut il faire et quand peut il être disponible ?

3.3.2.2. Informations disponibles

Après cette première discussion avec l'exploitant, un expert va sur site afin de constater l'état extérieur du transformateur et réaliser des essais électriques basse tension, pour avoir une image de l'état interne de l'appareil.

L'expert souhaite en effet compléter les premières informations factuelles exprimées par le client, par des mesures et des constatations qui pourraient lui permettre d'étayer plus précisément certaines hypothèses de défauts.

➤ **Caractéristiques générales**

Le transformateur, âgé de neuf ans lors du défaut, est celui dont la plaque signalétique avait été prise en exemple dans le Tableau 1 (p. 24), pour rappel ci-dessous.

Puissance	85 MVA
Tension HT	220 ± 10,3 % kV
Tension BT	31,5 kV
Réglage	En charge 17 positions
Couplage	YNd11
Tension de court-circuit	11 %

➤ **Essais électriques basse tension réalisés sur site :**

✓ **Isolements**

HT / masse	MT / masse	HT / MT
3,40 GΩ	2,35 GΩ	3,60 GΩ

✓ **Tension de court-circuit
(sous 220 V monophasé)**

Position	A	B	C
9	10,87 %	10,96 %	10,68 %

✓ **Rapports de transformation
(monophasés)**

Position	AN/ac	BN/ba	CN/cb	Théorique
2	4,405	4,375	4,423	4,396
9	4,042	4,014	4,021	4,032

✓ **Courants magnétisants
(sous 220 V monophasé)**

Position	A	B	C
2	3,64 mA	3,90 mA	9,90 mA
9	4,40 mA	4,90 mA	11,70 mA

3.3.2.3. Diagnostic

Les valeurs brutes d'essais ne sont pas très significatives tant qu'elles ne sont pas mises en valeur par une interprétation de l'expert qui leur donne sens vis-à-vis du transformateur. Selon la démarche présentée précédemment, suite à ces observations l'expert diagnostique qu'il y a « un défaut mécanique sur la phase C suite à un court-circuit externe », il localise ainsi ce défaut qu'il estime le plus probable. Ses interprétations sont les suivantes, du point de vue :

- **électrique** : pas de problème apparent, car les résistances d'isolement sont très élevées (pas de problème d'isolation de la partie active) et les rapports de transformation sont proches des valeurs théoriques (pas de courts-circuits entre spires).
- **mécanique** : il doit exister une forte déformation mécanique de la phase C car la tension de court-circuit de cette phase est relativement éloignée de celle de sortie d'usine (11%, sur la plaque). Or, cette valeur est une image fidèle de la géométrie de l'enroulement et ne peut varier qu'avec un mouvement important de bobinage. De plus le courant magnétisant sur cette phase est élevé, ce qui est signe d'un passage plus difficile du flux magnétique à cet endroit du circuit magnétique dû : soit à un entrefer, soit à un court-circuit entre spires, qui est impossible ici car les rapports de transformation auraient été beaucoup plus inégaux par rapport à la valeur théorique.

3.3.2.4. Confirmation

Après le retour du transformateur en usine, celui-ci a effectivement des déformations mécaniques sur l'enroulement C (Figure 37), comme diagnostiqué, et qui a été jusqu'à provoquer l'ouverture partielle de la culasse du circuit magnétique au niveau de la phase C. Phénomène qui a alors induit un courant magnétisant anormalement élevé sur la phase considérée, par la création d'un entrefer. Ce défaut a bien été mis en exergue par les mesures basse tension, et est cohérent avec le fait que le client ait retrouvé des bornes cassées. Celles-ci ont du recevoir un choc mécanique au moment du court-circuit, qui est un phénomène très puissant.

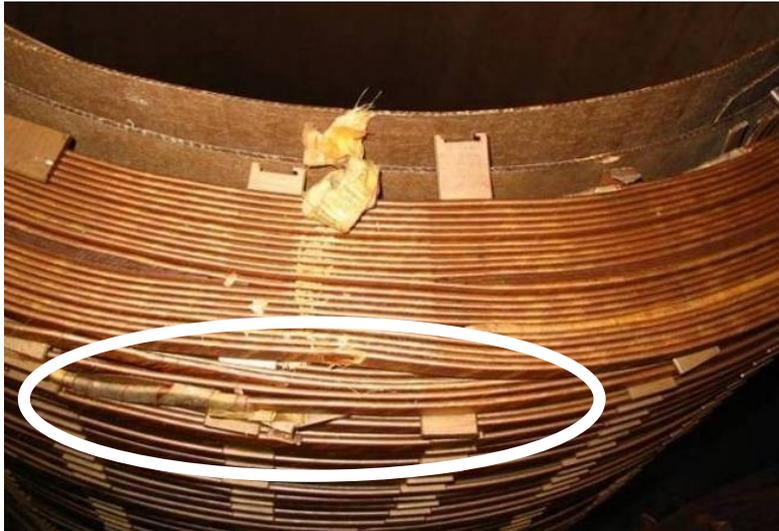


Figure 37 : Confirmation visuelle de déformation d'enroulement C

3.3.2.5. Analyse

Une analyse globale de l'exemple précédent organisée sur un document unique est présentée sur la Figure 38. J'ai regroupé les informations utiles et significatives par catégories (en traits discontinus), surligné les éléments problématiques (symptômes) en rouge, et présenté les liens de causes à effets reconnus (après confirmation du défaut) avec des flèches bleues. Un tel document permet une exploitation complète et visuelle, relativement aisée, de chaque cas.

Ce travail de thèse se propose d'améliorer ce processus de diagnostic, qui a fait ses preuves, en le formalisant d'abord, et le systématisant ensuite. Ceci en exploitant des analyses de cas passés comme celle mise en place ici, dans un premier temps.

Le développement d'un tel système de diagnostic se justifie vis-à-vis du cadre d'expertise et du diagnostic chez TSV grâce à :

- son expertise industrielle en diagnostic de transformateurs ;
- son interprétation des mesures, et leurs vérifications par des expertises poussées ;
- sa problématique de capitalisation des connaissances spécifiques.

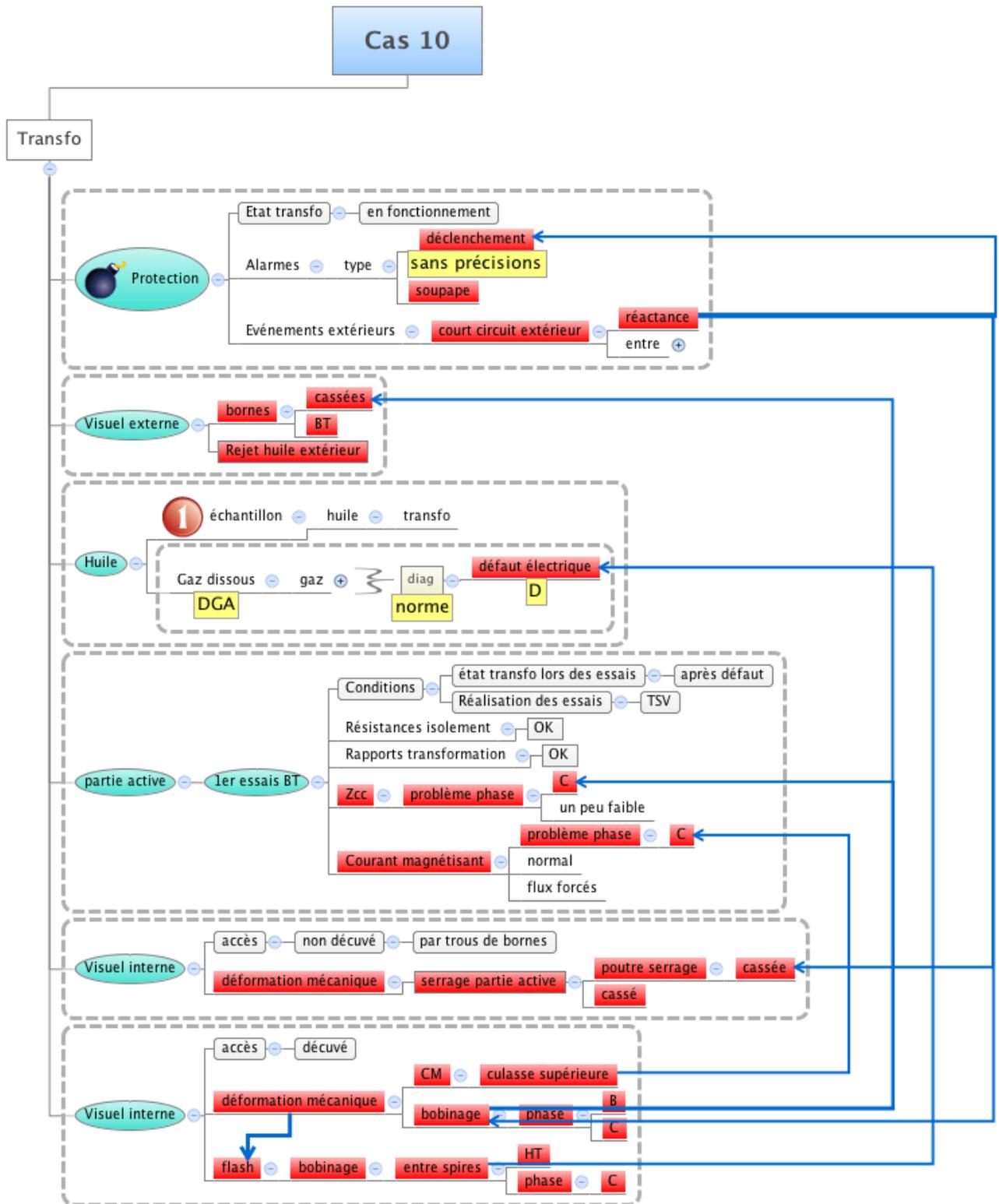


Figure 38 : Exemple de synthèse du cas étudié

3.4. Etat de l'art des mesures et leurs analyses, affinant les symptômes

Les transformateurs de puissance n'ont pas connu de ruptures technologiques fondamentales depuis plusieurs dizaines d'années, et les mesures classiques, comme présentées au chapitre 2, sont relativement bien connues.

D'un autre côté certaines mesures relatives aux transformateurs se sont affinées, grâce à une évolution des matériels de mesure et par de nombreuses recherches, théoriques et expérimentales. Ces recherches mettent en œuvre des mesures très élaborées sur des points précis comme le comportement fréquentiel (i.e. les mesures FRA et FDS) ou acoustique du transformateur, qui seront présentées dans ce paragraphe. Ou encore, elles développent toujours plus finement, ou fiabilisent toujours plus, l'interprétation de différentes mesures avec des méthodes d'intelligence artificielle, comme le montrera un exemple appliqué aux analyses d'huile.

Les mesures récentes sont généralement très délicates à interpréter de façon fiable et répétitive. Principalement parce que ce sont souvent, par exemple, des signaux fréquentiels sensibles à la construction interne complexe des différents transformateurs, et qu'elles nécessitent de plus une comparaison (historique, ou entre unités similaires) entre plusieurs signatures. D'autre part, le retour d'expérience encore faible sur ces mesures, est plutôt concentré autour des utilisateurs de ces méthodes, et ne fait pas encore l'objet de normes de références. Même si des guides, ou des études, tentent de formaliser l'expertise naissante développée par différents utilisateurs, toujours en espérant mieux détecter certains défauts précis, ou avec une meilleure précision qu'avec des essais classiques.

Toutes ces méthodes sont souvent un complément appréciable dans l'analyse d'un expert, permettant de mieux extraire ou qualifier des informations complexes, de manière systématique. L'interprétation de ces informations pouvant amener à une définition plus précise de symptômes de défauts.

Les normes ont montrées au chapitre 2 qu'elles étaient souvent insuffisantes pour statuer sur des entrée de type mesure. Pour affiner l'interprétation de ces informations caractéristiques de symptômes, il est possible de travailler dessus par :

- ✓ des mesures plus fines, pour lesquelles le matériel de mesure évolue constamment ;
- ✓ des analyses statistiques, ou l'établissement de règles implicites par apprentissage de type réseaux de neurones, lorsque suffisamment de données répétitives sont disponibles informatiquement ;
- ✓ l'établissement de règles explicites, de type système expert.

Les recherches sur les deux dernières méthodes sont inspirées de l'intelligence artificielle, détaillée ci-après.

3.4.1. Intelligence artificielle et diagnostic

« Le problème du diagnostic consiste avant tout à résoudre le problème inverse de la relation de la cause à l'effet connaissant principalement l'effet par ses symptômes observables » (ZWINGELSTEIN, 1995, p. 1).

La formalisation des connaissances expertes et du raisonnement pour le diagnostic appliqué aux solutions industrielles relève principalement du domaine de l'intelligence artificielle (HATON, 1991), et peut être appliquée en particulier au diagnostic de défaillance (ZWINGELSTEIN, 1995). Plusieurs méthodes avancées dans ce dernier ouvrage sont intéressantes sur le principe pour répondre aux besoins de l'outil développé par la suite, comme les systèmes experts, ou les réseaux de neurones.

3.4.1.1. Systèmes experts

« Un système expert est un programme capable d'explorer une expertise dans un domaine particulier. Cette expertise rassemble non seulement des connaissances directement liées à ce domaine mais également des capacités de raisonnement acquises par les spécialistes au cours de leur activité » (PIECHOWIAK, 2003)

Les systèmes experts, appelés parfois systèmes à base de règles, semblent être particulièrement adaptés, à priori, à la construction de l'outil d'aide au diagnostic visé ou l'amélioration d'interprétation de certaines mesures, lorsque des liens connus sont formalisables. Ils formalisent de la connaissance à travers des règles. Celles-ci agissent alors sur des données d'entrées en suivant un chemin explicite.

Les connaissances sur les transformateurs sont nombreuses et souvent formalisables, elles sont donc potentiellement retranscriptibles sous forme de règles. Il sera donc intéressant d'utiliser les principes des systèmes experts pour formaliser les connaissances connues. D'autant plus que dans notre cas les données étant peu nombreuses, et rarement toutes disponibles, de telles règles permettent néanmoins d'utiliser ces informations efficacement.

Après un développement important dans les années 1980 et 1990, les systèmes experts n'ont pas nécessairement apporté les résultats espérés. La connaissance experte ne serait pas entièrement modélisable et réutilisable au sein de tels outils.

Le principe est que les systèmes formalisés sont jusqu'à aujourd'hui basés sur une approche Objets Savoirs (WURTZ, 2008) essentielle, mais qui a aussi ses limites. Ces dernières étant au niveau des travaux relevant de l'expert qui, par son expérience, prendra des décisions que fondamentalement l'informatique ne pourra pas prendre sur :

1. la définition claire du système,
2. la critique de celui-ci.

L'outil proposé cherchera à donner un cadre, une définition, claire du système permettant le diagnostic de défaut du transformateur. La critique de celui-ci pouvant être faite par un expert lorsque le système développé ne répondra pas, ou mal, aux attentes de son utilisateur.

L'article (WURTZ, 2006) différencie bien les activités « compliquées » qui peuvent et doivent si possible être informatisées, des activités « complexes » qui relèvent des connaissances tacites de l'expert, fruit de son expérience, et doivent le rester.

En l'occurrence, l'outil d'aide au diagnostic développé par la suite, selon ce principe, automatisera ce qui peut l'être, tout en rendant la main à l'utilisateur, ou en faisant appel à un expert si nécessaire, lors de choix que ce système ne pourra pas décider.

3.4.1.2. Réseaux de neurones

Les réseaux de neurones fonctionnent sur le modèle des neurones qui réagissent de proche en proche en fonctions de stimuli. Ils peuvent établir des liens fortement non linéaires entre une série d'entrées (des mesures ou des constatations établies) et une série de sortie (ici, des défauts). Cette méthodologie comble la « lacune » des systèmes experts vis à vis de cas nouveaux, non programmés.

En revanche le système, avant d'être utilisable, doit avoir une période d'apprentissage sur une base de cas vérifiés qui, si elle augmente, affine la précision du réseau de neurones. Ce paramétrage permet de créer des liens non linéaires entre les valeurs d'entrées et les valeurs de sorties. Le point délicat des réseaux de neurones reste le paramétrage pour lequel il n'existe aucune règle générique.

Dans notre cas, au début de notre étude, ne possédant aucune base de données informatique, il n'était pas possible d'envisager un quelconque apprentissage.

3.4.2. Mesures et interprétations avancées

3.4.2.1. Facteur de dissipation (tangente delta)

Une tension, de quelques kV, est appliquée entre deux éléments dont on veut évaluer précisément la qualité de l'isolation comme : entre enroulements, ou entre le corps d'une traversée condensateur et sa prise de mesure rattachée à la dernière armature du condensateur. Cette mesure électrique de précision (Figure 39) caractérise l'isolation essayée par :

1. sa capacité Cp (en pF), théoriquement pure et sans pertes pour de fortes isolations,
2. sa tangente de l'angle delta entre courant et tension (en %) due à une résistance parasite Rp.

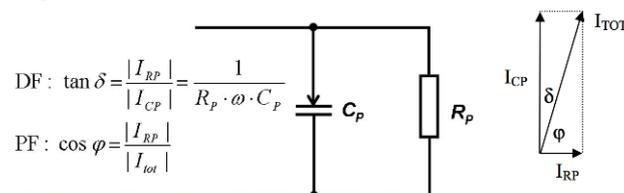


Figure 39 : Schéma du facteur de dissipation (DF), ou tangente delta

Il y a peu de critères significatifs avec des valeurs absolues, et l'évolution de ces valeurs, image de la qualité de l'isolant, est souvent ce qu'il y a de plus caractéristique au niveau du diagnostic.

Des recherches sur l'interprétation de ces mesures entre la théorie et la pratique sont encore d'actualité (MALPURE & BABURAO, 2008), car en dehors des facteurs de dissipation pour les traversées condensateurs neuves, aucune valeur n'est normalisée. Cependant l'essai de tangente delta sur les transformateurs étant d'une mise en œuvre aisée avec les appareils de mesure récents, son usage se développe sur les transformateurs en service, et pour la recherche de défaut.

3.4.2.2. Frequency Domain Spectroscopy (FDS)

Depuis quelques années une nouvelle méthode pour caractériser les isolants dans le transformateur, et en particulier leur teneur en eau (en % de masse de papier), consiste à réaliser la mesure de tangente delta à des tensions de quelques centaines de volts, mais sur une large bande de fréquence allant d'une centaine d'Hertz à quelques milli Hertz. C'est la Frequency Domain Spectroscopy (FDS). Le résultat est donc un spectre complexe qu'il faut analyser pour en extraire différentes informations. Les logiciels développés à partir de modèle et d'études diverses, livrés avec les appareils de mesures aidant l'utilisateur dans ce travail.

Cette mesure est particulièrement prometteuse car elle peut mesurer avec une précision inédite un des principaux paramètres accélérant le vieillissement des isolants solides du transformateurs (cf. Annexe D : Vieillissement du transformateur et analyses chimiques), à savoir sa teneur en eau massique. La mesure réalisée jusqu'à présent découlait d'une mesure de la teneur en eau dans l'huile, qui rapportée à un abaque (courbe de Fabre-Pichon, ou d'Oomen) réalisé pour une huile et des papiers neufs à différentes températures, donnait la valeur souhaitée. Or il a été montré que pour des appareils anciens, en exploitation, ces abaques étaient inexacts (KOCH, TENBOHLEN, & STIRL, 2006). C'est alors que cette mesure électrique de type FDS se propose de mesurer précisément cette valeur. Bien que les premières études soient encourageantes, il existe encore des cas, comme les transformateurs comportant des écrans électrostatiques entre enroulements, où des progrès sont encore à faire sur l'interprétation de ces mesures.

La mesure est délicate vis-à-vis de la précision des appareils de mesure, qui doivent mesurer des ampérages et déphasages extrêmement faibles, mais l'interprétation est encore plus délicate. Un guide (CIGRE TB 254, 2002) a été synthétisé, de nouveaux modèles (KOCH, TENBOHLEN, KRÜGER, & KRAETGE, 2007) ont été établis, et doivent être confrontés à l'expérience (BLENNOW, et al., 2005).

3.4.2.3. Réponse acoustique des régulateurs en charge

Actuellement la vérification de l'état interne des régulateurs en charge, composant le plus critique d'un transformateur, implique sa mise hors tension, un décuage de son élément « commutateur », et nécessite une expertise par un personnel spécialisé. Cependant vu la criticité de cet organe, il est nécessaire de régulièrement vérifier son état, et le remettre à niveau si nécessaire.

Depuis quelques années une méthode de mesure acoustique des commutations des régulateurs en charge a été développée en particulier par Hydro-Québec (FOATA, RAJOTTE, & JOLICOEUR, 2006). Cette mesure se propose de distinguer des défauts mécaniques ou des échauffements des contacts internes, en présentant l'avantage d'être une mesure non-intrusive, pouvant éventuellement être réalisée sous tension, avec les nombreuses précautions qui s'imposent alors.

Le résultat brut est encore une signature complexe, sujette à interprétation par un expert, et il faut alors se construire une expertise sur un parc d'appareils similaires.

3.4.2.4. Analyses d'huile et intelligence artificielle

Plusieurs études, dont même certaines en cours en France, approfondissent le diagnostic lié à l'interprétation de mesures particulières, comme ici sur les analyses d'huile, parfois avec des méthodes issues de l'intelligence artificielle.

Seule la thèse (WANG, 2000) sera présentée ici, pour son approche très intéressante, et complétant tout à fait le sens du présent travail. Cette étude repose sur les applications de l'intelligence artificielle pour le diagnostic de défauts naissants dans les transformateurs, par l'interprétation d'analyses de gaz dissous dans l'huile.

Cette thèse combine plusieurs méthodes de diagnostic et compare l'efficacité de leurs résultats par rapports à des cas réels vérifiés, sur un échantillon d'un peu plus de 200 analyses :

- 1 **les systèmes à base de règles** : premièrement un outil de diagnostic, très efficace, à base de règles a été réalisé. Les règles sont basées suivant des normes et complétées par l'expérience d'experts pour affiner les seuils, et les différents niveaux d'interprétations.

⇒ **Efficacité : 94,00 %**

- 2 **les réseaux de neurones** : un réseau de neurones dont les paramètres ont été étudiés, avec l'appui d'une base de défauts réels, a été mis en place pour les mêmes diagnostics que précédemment. Des liens non linéaires, implicites et non exprimables ont été calculés entre les valeurs de gaz dissous (les entrées) et les différents types de défauts identifiables (les sorties). Cette interpolation est alors particulièrement intéressante pour les cas où les connaissances connues, formalisées précédemment par des règles, atteignent leurs limites.

⇒ **Efficacité : 97,54 %**

- 3 **une combinaison des deux systèmes précédents** : où le système à base de réseaux de neurones prend le pas sur le système à base de règles lorsque celui ci se trouve dans des cas délicats. Il est à noter que le système à base de règles, formalisant des liens exprimables connus, est privilégié en premier. Cette combinaison a des résultats plus efficaces que chacun des systèmes pris séparément !

⇒ **Efficacité : 98,48 %**

Bien que ces travaux soient ciblés sur l'interprétation d'une mesure particulière, les points suivants sont encourageants et peuvent être retenus.

1. Un système à base de règles, connues et exprimables, peut être efficace dans un diagnostic, ou une interprétation, sur une mesure spécifique liée au transformateur.
2. De même pour les réseaux de neurones.
3. La combinaison de ces deux systèmes peut être encore plus efficace.

Le système développé par la suite sera en l'occurrence à base de règles, cependant deux points peuvent être intéressants pour des développements futurs. La classification proposée, très efficace, pourrait compléter la classification retenue de l'analyse des gaz dissous dans l'huile. D'autre part, si suffisamment de données sont cumulées à l'avenir, il pourrait être intéressant de développer un système à base de réseaux de neurones, mais en essayant d'étudier celui-ci sur une approche globale, et en dernier lieu de coupler celui-ci au système, à base de règles créé dans cette thèse.

3.5. Etat de l'art des méthodologies d'analyse générale des symptômes

Peu d'essais généralistes de diagnostic couplent l'état spécifique d'un transformateur à un traitement croisant des informations (symptômes) d'exploitation, comme les protections réseaux déclenchées, les constats visuels et les résultats de mesures électriques ou chimiques réalisées. Quelques normes et certains de ces travaux allant dans ce sens sont présentés ci-après.

3.5.1. Les normes et le diagnostic généraliste

Il n'existe que très peu de normes sur les transformateurs en exploitation. Aucune norme IEC, et seules quelques normes IEEE traitent ce sujet. Celles-ci proposent plusieurs mesures sur des points isolés, mais ne statuent pratiquement pas sur des critères permettant de juger l'état d'un appareil (bon, ou en défaut), à quelques exceptions près souvent approximatives et placés dans les annexes. Ces normes présentent plutôt des recommandations générales sur différents points.

Ceci peut être compréhensible par la variété des constructions possibles, de l'historique spécifique à chaque appareil et du nombre de défauts possibles. Ces paramètres, propres à chaque appareil, pouvant entrer en compte dans un diagnostic, font qu'il est difficile d'établir des normes précises fixant des seuils limites. Il n'existe donc pas aujourd'hui de méthode systématique faisant consensus permettant d'isoler un défaut de transformateurs de puissance. Les normes suivantes présentent néanmoins des éléments intéressants :

- ✓ *C57.117 IEEE Guide for Reporting Failure Data for Power Transformers and Shunt Reactors on Electric Utility Power Systems.* 1986 (IEEE C57.117, 1986) propose plusieurs listes de diverses informations à renseigner sur les caractéristiques possibles d'un transformateur, et des constatations faites sur les défaillances qu'il a pu rencontrer. Mais cette norme ne propose aucune analyse de défaut, ou de diagnostic.
- ✓ *C57.125 IEEE Guide for failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors.* 1991 (IEEE C57.125, 1991) propose une méthodologie pour l'investigation de pannes. Cette norme détaille plusieurs défauts possibles, et certains essais applicables à un transformateur, ainsi que quelques critères statuant sur ceux-ci dans l'annexe A, sans nécessairement préciser des liens de cause à effet.
- ✓ *C57.140 IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.* 2006 (IEEE C57.140, 2006) propose en particulier un arbre de défaillance général du transformateur, avec le tableau dont il est tiré. Celui-ci présente plusieurs types de défauts selon ses composants, leurs symptômes et les moyens de détection. Cependant aucun critère ne permet de statuer sur la qualité des mesures de ces moyens de détection.

Ces normes sont très utiles par le nombre de paramètres qu'elles présentent, sous différentes formes (listes, diagrammes, tableaux), mais elles restent difficiles à mettre en œuvre pour qualifier précisément un transformateur.

Le diagnostic de transformateurs est donc, aujourd'hui, une discipline délicate, que l'expert met en œuvre, et qui est basée et se nourrit de la capitalisation de divers retours d'expériences.

3.5.2. Une tentative d'approche globale

L'étude (SMITH, RAO, DIWANJI, & KAMAT, 2009), écrite par des scientifiques du traitement de données, de la modélisation et du diagnostic plutôt que du génie électrique, propose le principe d'un modèle général très intéressant de diagnostic de défauts des transformateurs de puissance.

Ces travaux proposent d'une façon similaire à cette thèse, une organisation cohérente pour le diagnostic de transformateurs, partant d'informations diverses et souvent complexes. L'idée retenue pour l'outil développé dans cette thèse étant très proche de cette description.

Prenant en compte l'ensemble des connaissances actuelles, et la manière dont sont classiquement menés les diagnostics par des experts, le modèle suivant est alors préconisé :

- ✓ **Un module de haut niveau généraliste**, à base de système expert principalement, établissant des règles générales connues, et qui met en connexion différents modules spécifiques nécessaires, dont les résultats, d'interprétation, sont utilisés.
- ✓ **Des modules spécifiques de diagnostics**, analysant tout type d'information, comme des mesures en particulier, si la méthode d'interprétation choisie a prouvé son efficacité. Les méthodes en question pouvant tout à fait être à base de système expert, de réseaux de neurones ou de logique floue par exemple.

Ce système peut s'assimiler en quelque sorte à un système multi-agents (TOUAF, 2005), piloté par un système expert généraliste. Chaque agent, propre à un domaine d'expertise défini (analyse d'huile, essais électriques, etc.) pouvant exploiter une méthode d'analyse qui lui est propre pour sortir un diagnostic qui lui est spécifique.

Cette étude m'a conforté dans les choix réalisés pour le développement du système de diagnostic créé dans cette thèse. A savoir un système à base de règles de haut niveau, corrélant l'ensemble des informations disponibles entre elles. Tout en étant lié à tout type de méthode d'interprétation des mesures, les classifiant ou non, qui puissent être basées sur de l'intelligence artificielle.

Cependant le principe décrit dans (SMITH, RAO, DIWANJI, & KAMAT, 2009) n'est que théorique, et présenté sur quelques pages. La différence essentielle avec l'outil développé ici est que ce dernier s'appuie sur des éléments et des informations concrètes, typiquement utilisées ou connues dans l'industrie, et qu'il propose une réalisation effective d'un tel système de diagnostic comme on le verra par la suite au chapitre 4.

3.5.3. Une méthode générale auto-adaptative par réseaux de neurones

Le travail original à base de réseaux de neurones présenté à la CIGRE (SCHENK, NATALE, GERMOND, BOSS, & LAM, 2002) mérite d'être signalé. Il part d'une base de monitoring, et dispose donc de nombreuses données de même type, leur permettant de travailler aisément sur un nombre d'échantillons significatif, ce qui n'est pas notre cas.

Cet article expose une méthodologie originale de diagnostic généraliste de transformateur avec des réseaux de neurones auto adaptatifs. Ces réseaux s'auto paramètrent, suivant des Self Organizing Maps (SOM) basées sur des réseaux de neurones de Kohonen. Ceux-ci s'adaptant aux données d'entrées en multi dimensions, et sortant leurs résultats en deux dimensions, suivant le nombre de sorties définies.

La méthode, bien qu'intéressante, déplore un manque d'exemples de cas défailants du transformateur pour être suffisamment juste. Afin d'affiner leur système, ils ont alors simulé des défauts par une méthode statistique de type Monte-Carlo.

Un système de diagnostic auto paramétrable est très séduisant, mais n'est cependant pas applicable dans cette étude. En effet, il nécessite des données nombreuses et récurrentes du même type, que nous n'avons pas, à minima stockées informatiquement. Quand bien même certaines données sont existantes, il est très rare que toutes les mêmes données soient disponibles pour des transformateurs différents. Enfin, l'étude est menée sur un transformateur unique, là où par l'activité de réparation mutlimarques, nous sommes confrontés à tous types d'appareils.

3.5.4. Health Index

Les systèmes de Health Index (indice de santé) sont plutôt des systèmes de diagnostic d'états, que de défauts directement. Cependant, leur aspect généraliste mérite d'être présenté.

Plusieurs gestionnaires de réseau (i.e. Canada, Angleterre) ayant des parcs importants de transformateurs ont développé des systèmes de Health Index pour avoir une vue générale de leur flotte de transformateurs selon une base commune (JARMAN, HOOTON, WALKER, ZHONG, ISHAK, & WANG, 2010), et ainsi cibler la criticité de chacun des appareils.

Le point fort du Health Index est d'affecter un risque global à un transformateur (JAHROMI, PIERCY, CRESS, SERVICE, & WANG, 2009). Ce résultat découlant d'une moyenne pondérée prenant en compte un très grand nombre d'informations très diverses, selon des catégories prédéfinies.

En revanche le Health Index ne convient pas à la présente étude car il ne développe pas de détails, ou d'interprétation quelconque, sur des défauts, ne conclut pas sur le(s) problème(s) spécifique(s) que peut avoir un appareil, tâche qui revient généralement à un expert.

3.6. Conclusion sur l'état de l'art du diagnostic de transformateurs

Le diagnostic des transformateurs fait appel à l'analyse de données brutes, l'interprétation de ces données fournit des symptômes dont l'analyse globale conduira au diagnostic final.

Les recherches actuelles sur le diagnostic de transformateurs peuvent être distinguées en deux niveaux d'analyse par :

- ✓ **l'amélioration des moyens de mesures, électriques principalement, et de l'interprétation de mesures existantes.** L'état de l'art montre que des mesures électriques, qualifiant toujours plus finement différents paramètres, avec leurs interprétations, sont encore étudiées de nos jours. D'autre part, des méthodes d'interprétation de mesures existantes évoluent, parfois avec l'aide d'intelligence artificielle, pour constamment affiner la classification d'états de défauts et/ou améliorer l'efficacité des méthodes d'interprétations classiques.
- ✓ **leur aptitude généraliste à combiner différentes informations, vers un diagnostic précis.** L'état de l'art montre que ces méthodes générales sont difficiles d'utilisation dans notre contexte faute de données en nombre suffisant, ou faute d'être très théoriques. Des principes intéressants peuvent être néanmoins retenus pour le travail de cette thèse.

L'outil d'aide au diagnostic de défauts développé au chapitre suivant se positionne comme suit par rapport à l'état de l'art sur le diagnostic de transformateurs.

- ✓ **Les développements de nouveaux moyens de mesures, et leurs interprétations, ne seront pas utilisés dans cette étude,** bien que prometteurs, par manque d'expérience sur des cas passés. En revanche, ils seraient une évolution très intéressante de l'outil développé, au fur et à mesure que l'expertise sur ces mesures se renforcera, et que leur efficacité sera vérifiée.
- ✓ **L'interprétation des entrées sera faite à l'aide des méthodes validées** comme étant les plus performantes à ce jour en termes de précision du diagnostic, comme présenté dans le chapitre 2. Ceci afin d'en déduire les symptômes découlant de ces informations. Les entrées du système de diagnostic étant constituées de l'ensemble des faits et mesures généralement disponibles et utilisées chez TSV, qui sont en nombre réduit par rapport à toutes les entrées possibles.
- ✓ **L'outil utilisera un système à base de règles** de haut niveau pour formaliser l'expertise, théorique ou empirique, corrélant plusieurs sources d'informations. L'exploitation de ces règles permettant de réaliser un diagnostic de transformateurs comme exposé dans (SMITH, RAO, DIWANJI, & KAMAT, 2009).
- ✓ **L'outil n'utilisera pas un système à base de réseaux de neurones.** Un tel système pourrait prendre le relais d'un système général à base de règles, lorsqu'il atteindrait ses limites. Comme cela a été montré avec succès dans (WANG, 2000) suivant une approche spécifique aux analyses de gaz dissous dans l'huile. Une telle approche sur un système généraliste resterait à étudier.

Les réseaux de neurones, bien que très intéressants, ne conviennent pas à la présente étude. Tout d'abord dans notre cas les données sont très variées, et incomplètes, ce qui rend difficile tout apprentissage systématique. De plus, aucune base de données significative n'était disponible au début de cette étude. Toute tentative d'apprentissage devenant alors vaine, sans compter l'étude d'un paramétrage adapté, déjà très complexe dans des cadres bien définis. Enfin ces réseaux n'utilisent pas de connaissances de types expertes, qui sont un des points forts disponible lors de ce travail.

Chapitre 4 :
SYSTEME D'AIDE AU DIAGNOSTIC DE DEFAUTS DE TRANSFORMATEUR



4.1. Introduction

Les chapitres précédents ont introduit le contexte de l'étude, les informations susceptibles d'être utilisées pour le diagnostic de défauts et l'état de l'art du diagnostic de transformateurs.

Le présent chapitre synthétisera tous ces éléments par l'élaboration et l'exploitation d'un outil original d'aide au diagnostic de défauts des transformateurs.

Le principe général du système d'aide au diagnostic sera présenté en 4.2.

Tout d'abord l'expérience de 28 cas d'expertises de défauts (4.3.3), confirmés par l'examen des parties actives, a été synthétisée pour s'appuyer sur des éléments de diagnostic factuels. Après avoir réussi à rassembler toutes les informations utiles et validées dans un même document, il a fallu en extraire les plus significatives. Ainsi, de plus de 100 informations différentes utilisées pour le diagnostic et résultats du diagnostic, j'en ai retenu 22 essentielles pour les entrées (2.3 et 2.4), et 8 défauts de base (2.2). Des combinaisons de ces défauts étant possibles, on aboutit à 15 types de défauts au total.

Une base de cas [22x15] (4.3.4.2) a permis de formaliser ce retour d'expérience en associant à chacun des 28 cas expertisés, un défaut (simple ou multiple) et une signature des 22 entrées.

Successivement, j'ai alors essayé pendant plusieurs mois de nombreuses méthodes de diagnostic (4.3.5) en m'appuyant sur cette base de données, avec des résultats plus ou moins pertinents, ou efficaces. Ces nombreux essais ont généré un important travail de réflexion et de discussion, avec mes directeurs de thèse et les experts industriels, et de recherches.

Ensuite l'outil final proposé sera présenté en 4.4. Il est construit à base de règles, relativement « simple » d'utilisation, efficace et facile à compléter dans le temps. Il s'appuie sur une table créée ex-nihilo en interrogeant les experts sur les signatures qu'ils associeraient (pour les 22 entrées considérées) à chacun des 15 cas de défauts, simples ou multiples, répertoriés. Pour toutes les situations où la base de cas apportait un complément d'information, les données correspondantes ont été introduites dans la base « expert ».

Cet outil est récursif. A chaque itération, un certain nombre d'hypothèses sont formulées et il est proposé à l'utilisateur de renseigner des informations pour lever certaines des hypothèses et avancer dans le diagnostic (4.4.5).

Cet outil est l'aboutissement d'une démarche qui, à partir du principe initial, a permis de résoudre l'essentiel des problèmes rencontrés.

Enfin, j'ai validé les performances de la méthode retenue (4.5) dans différentes conditions, et par comparaisons avec les méthodes développées au cours de l'étude.

Pour la mise en œuvre de cet outil de diagnostic, mon choix s'est porté sur le langage informatique Python (Annexe E : Choix informatiques). Cependant cette thèse n'est pas orientée informatique, mais diagnostic. En conséquence, lorsque des notions informatiques seront citées, ce ne sera qu'à titre d'exemple, quand cela apporte une valeur ajoutée à la méthodologie générale.

4.2. Structure de l'outil d'aide au diagnostic des transformateurs

4.2.1. Quelques définitions

- ✓ **Défaut** : problème interne au transformateur, affectant son fonctionnement normal.
- ✓ **Entrée** (sous-entendu du système de diagnostic) : c'est une information, nécessitant parfois un prétraitement (comme l'interprétation de certaines mesures), qui peut révéler la présence d'un défaut. En l'état actuel de l'outil, les entrées sont booléennes. Une des voies importante de développement de l'outil réside dans la mise en place de méthodes d'interprétation permettant de générer des d'entrées apportant d'avantage d'informations sur les défauts, en particulier leur localisation et leur amplitude.
- ✓ **Entrée renseignée** : c'est une entrée connue de l'utilisateur (donnée factuelle transmise par l'exploitant, mesure effectuée et interprétée, etc.).
- ✓ **Hypothèse de défaut** (sortie) : résultat d'une analyse des entrées renseignées suggérant la possibilité d'un, ou plusieurs défauts avec des confiances associées.
- ✓ **Diagnostic** : processus complexe, de type expert, récursif, identifiant à chaque itération des hypothèses de défauts, avec des confiances associées, suite à l'analyse des entrées renseignées. Et proposant, pour l'itération suivante, des entrées complémentaires à renseigner pour améliorer la confiance des hypothèses retenues et/ou diminuer le nombre de celles-ci.
- ✓ **Signature** : c'est un ensemble d'entrées avec un état associé qui permet de caractériser un type de défaut. Le diagnostic repose sur la comparaison de deux types de signatures : celle qui caractérise l'état du transformateur (diagnostiqué ou que l'on souhaite diagnostiquer) et les signatures caractéristiques des différents défauts répertoriés. Ces dernières peuvent être calculées, ou définies par un expert. La comparaison des deux types de signatures permettant d'identifier par similitude un défaut.

4.2.2. Objectifs de l'outil de diagnostic

L'objectif de cet outil est de formaliser les connaissances et le processus relatifs au diagnostic des défauts les plus classiques et/ou fréquents. Il est basé en grande partie sur l'expérience de TSV.

Le processus est récursif. A chaque itération, en fonction des entrées renseignées, un certain nombre d'hypothèses de défauts sont formulées et il est proposé à l'utilisateur de renseigner des entrées complémentaires pour améliorer la confiance en certaines des hypothèses, ou diminuer leur nombre, et avancer dans le diagnostic.

Cet outil s'adresse principalement :

- **à des utilisateurs avertis**, sachant distinguer les différents éléments d'un transformateur. L'outil les conseillera, à la façon d'un expert, sur des hypothèses de défauts, et les actions à mener pour aller plus loin. Pour les cas les plus complexes, un premier travail de synthèse aura déjà été établi par l'outil, et pourra être présenté à un expert.
- **à des experts**. Il leur sert d'appui par un traitement systématique des données classiques, leur permettant ainsi de rapidement se focaliser sur des tâches de plus haut niveau, non répétitives et basées sur leur expérience. Des travaux ultérieurs pourront faire évoluer cet

outil, pour présenter à l'expert plusieurs points de vue dans les cas complexes, ainsi qu'une comparaison du cas étudié avec des cas déjà intégrés.

Un des buts de l'outil est d'éviter, autant que faire se peut, le décuage des transformateurs. Même s'il permet l'examen des parties actives, il est très coûteux et sera réservé aux avaries sévères.

4.2.3. Principe général

Après avoir assisté à plusieurs expertises de défauts, j'ai pu définir le type d'informations nécessaires à l'expert ainsi que la méthodologie de diagnostic utilisée, cette démarche m'a permis d'élaborer le principe général de l'outil de diagnostic. Pour arriver à un diagnostic final couplant plusieurs sources d'informations différentes, l'expert effectue toujours un « pré diagnostic » sur toutes les informations à sa disposition. Il attribue ainsi un facteur de qualité à chaque source d'information. Cette étape capitale permet de sélectionner dans un premier temps les entrées potentiellement intéressantes.

Ensuite l'expert cherche des relations, explicites ou tacites, entre ces « pré diagnostics » et des hypothèses de défauts, prenant en compte le contexte et l'historique de l'appareil. Enfin, il fait la synthèse de ces hypothèses lors d'un diagnostic final.

La structure générale de l'outil final (Figure 40) comporte trois parties.

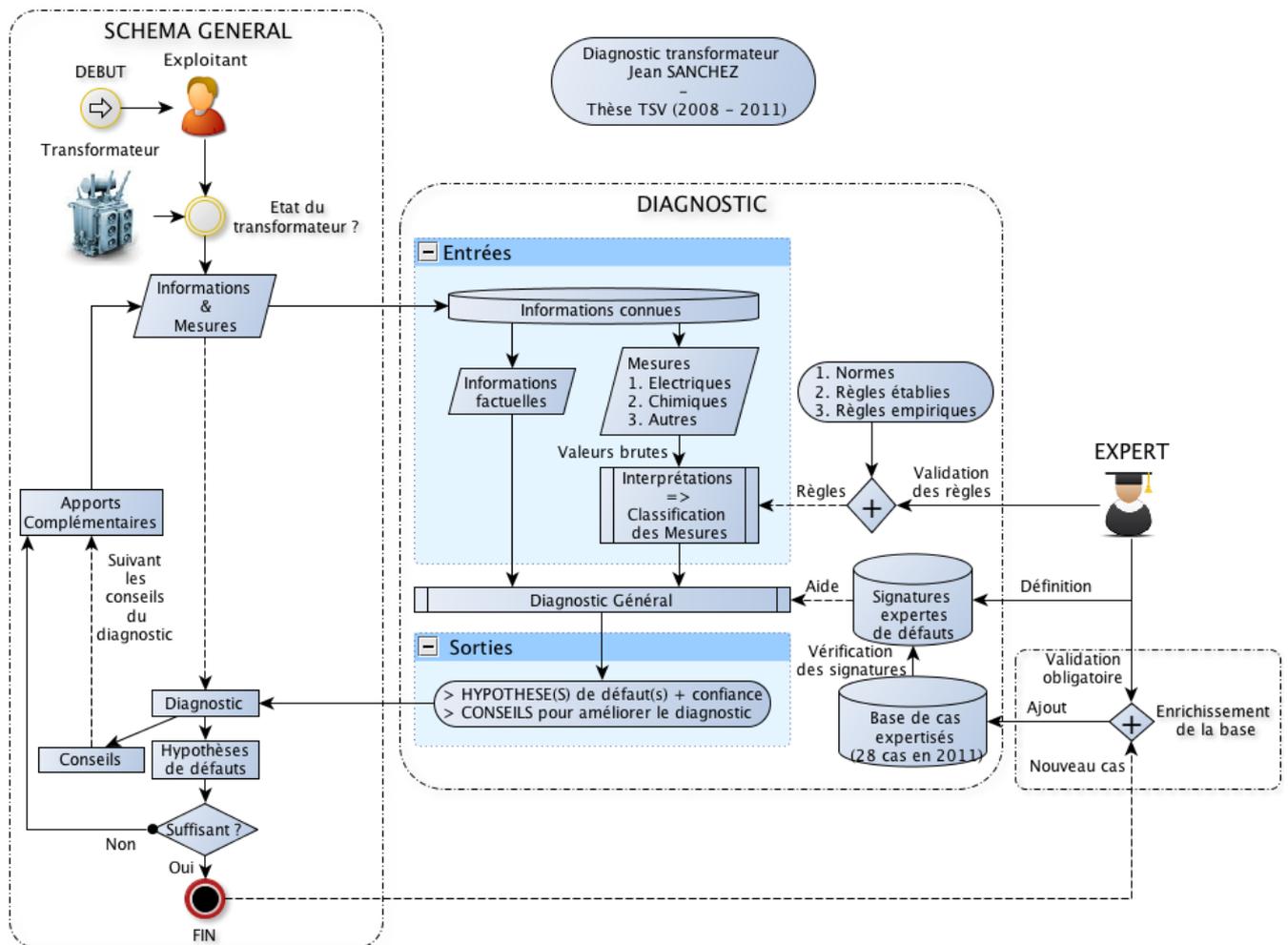


Figure 40 : Schéma général de l'outil d'aide au diagnostic

✓ **1ère partie : le schéma général (bloc de gauche)**

L'exploitant (en haut du schéma général) utilise un transformateur sur lequel il dispose d'un certain nombre d'informations factuelles. A un moment donné, s'il souhaite évaluer si son appareil a un défaut interne, il va initier une procédure de diagnostic. Les informations dont il dispose sont traitées par le système de diagnostic, pour fournir des hypothèses de défauts. Actuellement, c'est le rôle d'un expert. Si ces hypothèses suffisent à l'exploitant, alors le diagnostic est terminé (en bas du schéma général). S'il souhaite améliorer la confiance dans le diagnostic proposé, alors des essais complémentaires peuvent lui être proposés, ou des précisions peuvent lui être demandées sur le contexte d'exploitation ou l'historique du transformateur.

✓ **2^{ème} partie : le diagnostic (bloc central)**

La partie centrale s'articule autour d'un processus de « Diagnostic Général », qui est le cœur de cette thèse, alimenté par des « Entrées » renseignées, et générant des « Sorties » (partie de gauche du bloc diagnostic).

Les « Entrées » renseignées sont les informations connues, factuelles et mesures, fournies par l'exploitant ou réalisées à sa demande par un prestataire. Ces entrées sont assimilables à des symptômes, et leur analyse a déjà été réalisée et transposée en valeurs booléennes.

Les « Sorties », résultats du diagnostic, sont les hypothèses de défauts avec une confiance associée, et les propositions nécessaires pour affiner ces hypothèses.

✓ **3^{ème} partie : l'expert (à droite)**

L'expert n'intervient pas directement dans le processus de diagnostic, il est situé en dehors du système itératif. Il permet néanmoins sa construction, en intervenant à trois niveaux :

- **Il valide les règles d'interprétation des mesures** (se référer au détail de chacune des mesures en 2.4). Seuls les résultats d'interprétations des mesures (les entrées du système de diagnostic), à la différence des valeurs brutes, sont intéressants et sont pris en compte dans la méthode de « Diagnostic Général ». L'expert statue sur les méthodes d'interprétation les plus fiables, pour chaque type de mesure, en fonction des normes existantes, et des règles de l'art, établies ou empiriques.
- **Il définit une table d'expert de signatures de défauts**, pour la version finale de l'outil de diagnostic, associant aux défauts les plus courants un état précis de toutes les entrées possibles. Le « Diagnostic Général » repose sur ces signatures pour identifier de nouveaux cas, par similitude.
- **Il valide les cas de défauts expertisés passés, au sein d'une base de cas**, impliquant son avis d'expert sur les liens de causes à effets entre les entrées disponibles, et les défauts confirmés. Cette base est une image du retour d'expérience formalisé de cas de défauts passés. Elle permet de valider, et de compléter, les signatures de défauts établies dans la table d'expert.

Pour réaliser le système de diagnostic désiré et organisé suivant le schéma défini dans ce paragraphe, la première tâche à accomplir a été de formaliser la connaissance de l'entreprise en matière de diagnostic de transformateur. L'une des sources d'information concrète est constituée par des cas archivés décrivant les différentes affaires déjà traitées. L'autre source d'information est l'expert.

Les paragraphes suivants présentent les différents problèmes qui se sont présentés ainsi que les points dont il a fallu s'affranchir, et qui ont permis de construire le système de diagnostic final retenu. Enfin, l'efficacité de ce système sera évaluée.

Cette démarche peut être adaptée à une évolution des techniques et interprétation des mesures, et est généralisable à d'autres systèmes si on dispose d'un retour d'expérience suffisant, et d'expert(s) sachant établir des liens de cause à effet sur des cas passés, ou futurs.

4.3. Des problèmes à la solution

4.3.1. Moyens à disposition et développement des méthodes de diagnostic

Les connaissances relatives à l'expertise et aux diagnostics dont je disposais, et qui constituaient des points forts sur lesquels il m'était possible de m'appuyer pour ce travail, se trouvaient :

- ✓ **de manière informelle dans le raisonnement de l'expert** issu de son expérience. Connaissance disponible par la présence d'experts à TSV, disposant d'une grande quantité de connaissances pratiques et d'une capacité d'analyse ayant fait leurs preuves.
- ✓ **dans des documents factuels comme des rapports d'expertise**, d'essais ou des analyses d'huile. De nombreux documents étaient accessibles dans les archives de TSV, constituant un important retour d'expérience concrétisé par un grand nombre d'expertises réalisées dont les diagnostics étaient confirmés.
- ✓ **dans la littérature technique internationale**, à travers des articles, des livres et des normes. L'accès à ces connaissances et leur compilation sont le travail d'une recherche bibliographique importante, tant industrielle qu'universitaire, sur une abondante littérature sur le transformateur en général, sur les différents essais et l'interprétation que l'on peut en faire pour un diagnostic en particulier (avec cependant une certaine absence de consensus sur ce point).

Dans un premier temps, j'ai envisagé de formaliser la démarche d'un expert face à un nouveau cas. Cette démarche consiste à s'appuyer sur les liens de cause à effet liant les défauts aux informations symptomatiques de ces défauts (exprimées sous forme mathématiques, logiques, heuristiques, etc.). Cela afin d'établir un premier diagnostic à partir des informations immédiatement disponibles, pour évaluer les informations, pour déterminer les informations complémentaires à recueillir, etc.

J'ai alors commencé à synthétiser diverses informations évoquées dans la littérature, jusqu'à plusieurs dizaines de paramètres possibles à examiner. Ayant interrogé un expert sur chacun de ces paramètres vis-à-vis d'hypothèses de défauts non précisément définies, cela est rapidement apparu comme peu fiable, hors de tout contexte précis. S'est alors posé le problème important du choix des informations à retenir. Et les problèmes de départ sur la formalisation de l'expertise en diagnostic sont alors apparus comme étant :

- ✓ Une connaissance, théorique et pratique, éparse,
- ✓ Un nombre d'informations potentiellement significatives très important, couplé à un nombre d'informations renseignées faible en proportion dans la pratique,
- ✓ La difficulté de lier de façon certaine et répétitive tout type de défaut à tout type d'information, en dehors de tout contexte pratique.

Face à ces difficultés, cette première voie d'une expertise « exhaustive » théorique a vite été écartée, et nous avons décidé d'explorer plutôt une approche basée sur la classification.

Pour commencer, j'ai alors décidé de m'appuyer sur des documents factuels d'expertises de défaut passés, pour une première approche d'un tel processus de diagnostic. Il a alors fallu formaliser plusieurs de ces expertises et documents associés. Tout d'abord pour identifier les informations et les défauts les plus récurrents et significatifs, puis construire une base de cas de défauts validés.

Chaque cas expertisé par TSV faisait l'objet d'un dossier, ou d'un ensemble de dossiers dans lesquels il m'a fallu plonger pour déterminer ceux que je retiendrais, retrouver les informations dont disposait l'expert pour établir son diagnostic et connaître le résultat de ses interprétations.

Ces recherches ont abouti à sélectionner 28 cas, raisonnablement complets, qui ont été retenus dans l'historique de l'entreprise. Les expertises non retenues ne l'étaient pas pour deux raisons : soit trop peu d'informations variées étaient disponibles ; soit il était trop délicat d'interpréter les défauts, ou leurs liens de manière sûre avec les informations disponibles alors.

Toutes ces expertises relevant du secret industriel, les clients ne seront pas nommés, et les informations seront détaillées uniquement en fonction des besoins de l'étude.

Les paragraphes suivants présentent comment ces 28 expertises ont été étudiées (comme l'analyse de l'étude de cas en 3.3.2.5), pour formaliser le retour d'expérience dans une base de cas.

Cette base de cas établie, elle corréle des liens confirmés par un expert entre les informations utilisées et les défauts constatés. Elle a permis de capitaliser l'expérience.

L'idée directrice des méthodes de diagnostic développées initialement était de rechercher parmi les cas enregistrés une similitude avec l'affaire en cours. Cette similitude, caractéristique de l'adéquation entre le cas à étudier et un ou plusieurs cas enregistrés permet d'émettre une ou des hypothèses sur le ou les défauts correspondants.

Par exemple, si une protection RS1000 est activée, cela implique un amorçage du régleur en charge. Sur le principe, si un tel cas est renseigné ainsi au moins une fois dans la base de cas, alors tout nouveau cas en cours de diagnostic avec les mêmes symptômes devrait normalement aboutir au diagnostic de ce même défaut.

En pratique, sept approches successives basées sur l'exploitation de la base de cas ont été développées. Chacune de ces méthodes ayant été construite en tentant de pallier des lacunes de la précédente.

L'analyse des résultats obtenus nous a amené dans un premier temps à faire compléter par un expert certaines des entrées non renseignées de la base de cas initiale, celles dont l'état pouvait être défini par lui sans ambiguïté.

Dans un deuxième temps, face aux difficultés rencontrées dans l'utilisation de la seule base de cas, nous avons été amenés à « repartir » sur une approche experte, confortée cependant par le retour d'expérience représenté par la base de cas expertisés. Un expert a consigné dans une nouvelle base (la table d'expert) les signatures qui lui semblaient correspondre aux cas répertoriés, la base de cas expertisés étant utilisée en soutien de la démarche experte. La méthode finale proposée s'appuie sur cette table d'expert.

4.3.2. Quelques statistiques sur les cas expertisés retenus

Voici quelques caractéristiques des 28 appareils expertisés pour formaliser le retour d'expérience.

✓ Types de transformateurs ayant eu au moins un défaut confirmé

Sur les 28 transformateurs : 14 sont de type poste de réseau, 5 de type sortie de centrale de production électrique, 5 de type industriels, 2 autotransformateurs, 2 transformateurs de traction.

✓ Âge des transformateurs

L'âge moyen des appareils, au moment du défaut expertisé était de 28 ans, avec un écart type de 13 ans, les extrêmes étant de 8 et 52 ans. La répartition des âges est détaillée sur la Figure 41. Les transformateurs les plus impactés sont dans la gamme 30-40 ans. Ce qui est la durée de vie classique estimée des transformateurs de puissance, néanmoins ce critère dépend très fortement des conditions d'exploitation et de maintenance de chaque appareil.

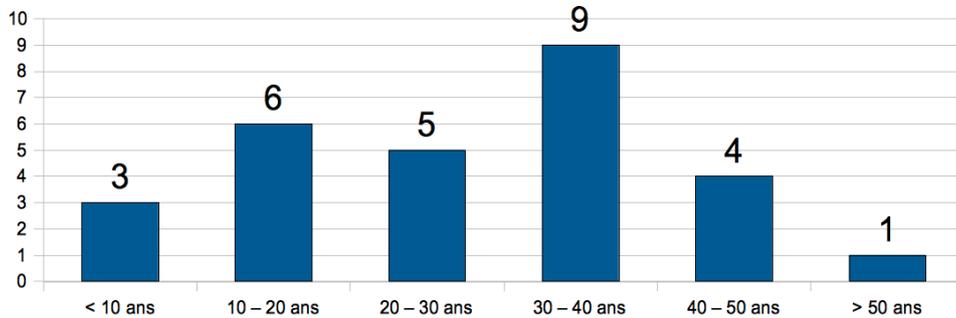


Figure 41 : Répartition des âges des transformateurs expertisés

✓ Tensions nominales maximales

La Figure 42 présente la répartition des tensions nominales maximales des transformateurs expertisés. La majorité de la gamme 100-300 kV est constituée d'appareils branchés sur le réseau 220 kV. La gamme < 60 kV comprend entre autres les transformateurs industriels, et les deux transformateurs de traction, qui peuvent être particulièrement contraints en exploitation.

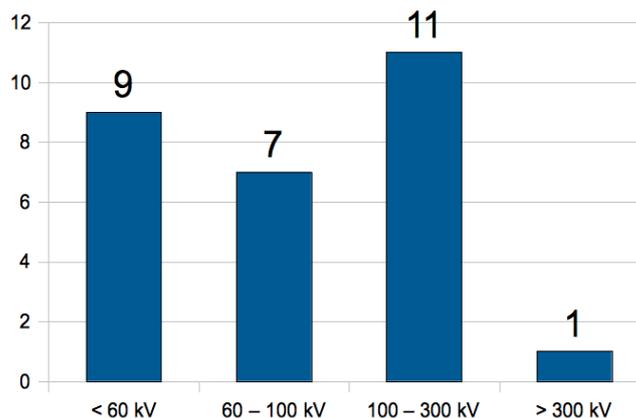


Figure 42 : Répartition des tensions nominales maximales des transformateurs expertisés

✓ Puissances nominales

La puissance moyenne de ces transformateurs est de 50 MVA, jusqu'à 300 MVA maximum.

4.3.3. Première formalisation d'expertises : des défauts et des entrées

4.3.3.1. Une première formalisation des 28 cas expertisés

Une première formalisation exhaustive et organisée des 28 cas retenus m'a permis d'isoler les principales entrées et défauts couramment utilisés et rencontrés dans la pratique industrielle, et ainsi de bien définir les entrées et les sorties avec lesquelles travailler ensuite pour le diagnostic.

J'ai structuré dans un document pour chacun des 28 cas retenus, toutes les informations disponibles utilisées dans la pratique et ayant une corrélation avec les défauts expertisés, de la même manière que l'analyse présentée dans l'étude de cas développée en 3.3.2.5, Figure 38 (p. 79).

Puis j'ai réalisé une seconde synthèse dans un unique document général, englobant toutes les informations entrant en jeu dans le diagnostic de chacun des cas de défaut. Avec le temps j'ai regroupé les informations similaires parmi plus d'une centaine, qui constituent les futures entrées potentielles du système de diagnostic, dans les grandes catégories suivantes (détails des schémas en Annexe F : Détail des informations de la première formalisation) :

- **Caractéristiques** : ce sont les informations factuelles permanentes de construction, ou d'utilisation de l'appareil (11 informations)
- **Protections** : du transformateur, ou du réseau, pouvant indiquer un défaut (20 informations). Ce sont les principales informations factuelles temporaires.
- **Historique** : ce sont tous les éléments pouvant confirmer l'aggravation d'un défaut (10 informations). Ce sont d'autres informations factuelles temporaires.
- **Visuel externe** : ce sont des effets possibles et visibles dus à des défauts internes, ou des causes probables de ceux-ci (8 informations). Ce sont d'autres informations factuelles temporaires.
- **Huile** : ce sont toutes les informations relatives aux analyses d'huile, et au degré de polymérisation du papier (17 informations). Ce sont des mesures chimiques.
- **Partie active** : ce sont toutes les mesures électriques, haute et basse tension, caractérisant la partie active (16 informations, sans détailler leurs « sous-informations », nombreuses, potentiellement nécessaires à chaque mesure).

Une dernière catégorie « Visuel interne » correspond à tous les défauts sur lesquels se positionneront les sorties de l'outil de diagnostic, à travers des hypothèses de défauts :

- **Visuel interne** : ce sont tous les défauts internes confirmés lors de l'examen de la partie active (28 informations, sans détailler sur quelle phase a eu lieu chaque défaut). Cet examen étant possible grâce aux décuvages réalisés pour la réparation.

Ensuite un travail minutieux m'a permis :

- d'identifier les 15 principaux types de défauts présentés en 4.3.3.2, en ayant regroupé tous les résultats d'expertises similaires.
- d'extraire les informations qui se sont révélées les plus utiles au diagnostic dans la pratique : ce sont les 22 entrées retenues et présentées en 4.3.3.3.

Pour chacun des cas étudiés entre 30 et 50 informations environ étaient renseignées. Au delà des informations retenues, plusieurs autres informations précisaient la phase en défaut, la position électrique du régleur, des paramètres renseignés de manière exceptionnelle sur certains cas, ou

d'autres paramètres intéressants mais peu, ou non immédiatement, utiles pour le diagnostic de défauts. Le choix a été fait de développer tout d'abord une méthode générale de localisation relativement macroscopique, c'est pourquoi toutes ces précisions n'ont pas été retenues. L'utilisation de ces dernières pourrait cependant permettre par d'affiner le diagnostic dans des travaux futurs.

La sélection de chacune des informations retenues s'est effectuée tout d'abord sur un critère d'utilisation systématique dans de nombreux cas, puis ensuite sur un critère de valeur ajoutée au diagnostic de défaut. Ainsi ces informations se retrouvent sur de nombreux appareils différents, tout en étant pertinentes pour le diagnostic de défauts.

4.3.3.2. Les défauts : simples et multiples

Les huit défauts principaux, présentés en 2.2, dits « simples », ont été retenus lors de la formalisation des 28 cas expertisés de défauts. Pour rappel ci-après leur liste (issue du Tableau 3 : Défauts retenus et leurs codes associés).

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

Si un défaut « simple » en provoque un autre (ex. : un court-circuit entre spires qui amorce aussi à la masse) il a été admis qu'au moment de l'expertise les effets cumulés des deux défauts sont identifiés. Ces défauts simples combinés forment des défauts « multiples ».

Défauts simples	Nombre de cas	N° de cas
CC_spires	2	24 ; 25
Coupure	3	26 ; 20 ; 7
DP	1	4
Flash_CPC_Commutateur	1	18
Flash_spires	2	9 ; 8
Isolement_PA	2	1 ; 2
Meca_Bobine	0	/
PointChaud_PA	2	5 ; 21
Défauts multiples		
CC_spires + Isolement_PA	5	3 ; 16 ; 14 ; 22 ; 6
CC_spires + Meca_Bobine	4	11 ; 19 ; 28 ; 23
Coupure + Isolement_PA	2	13 ; 15
DP + Meca_Bobine	1	17
Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	1	12
Flash_spires + Isolement_PA	1	27
Flash_spires + Meca_Bobine	1	10

Tableau 7 : Répartition des défauts des 28 expertises

Les 28 cas expertisés ont été numérotés de 1 à 28, et la répartition de leurs défauts, simples et multiples, est présentée dans le Tableau 7, ci-dessus. Le cas d'étude présenté en 3.3 est le cas N°10.

Ce tableau présente 15 hypothèses de défauts possibles. On notera que six défauts n'ont qu'un cas enregistré, et que cinq défauts n'en ont que deux. Ce qui fait 11 défauts peu représentés sur 15.

De plus, seuls 14 défauts sont rencontrés sur cet échantillon. Le défaut simple de déformation mécanique des enroulements (Meca_Bobine) n'apparaît jamais seul. Il est toujours couplé à des défauts induits, à priori, de ce défaut initial : décharges partielles (DP) dues à des isolants abîmés, ou court-circuits entre spires (CC_spires) dus aussi à la dégradation des isolants papiers.

Il est notable que la majorité des expertises retenues (19/28) comprend des court-circuits entre spires (CC_spires), des amorçages entre spires sans court-circuits (Flash_spires) ou des mauvais isollements de la partie active (Isolement_PA). Donc quelle que soit la cause des défauts, les expertises menées pour la réparation concluent très souvent à des défauts de types diélectriques.

4.3.3.3. Les entrées

Issues de la formalisation des 28 expertises plus d'une centaine d'entrées potentielles ont été recensées, puis 22 entrées régulièrement rencontrées et significatives pour les diagnostics de défauts ont été retenues. Elles ont été présentées dans le chapitre 2, et sont rappelées ci-après.

✓ Les informations factuelles temporaires (Tableau 4)

Catégorie d'information	Nom de l'information	Code associé
Déclenchement de protections	Buchholz	Prot_Buchholz
	Masse/cuve	Prot_MasseCuve
	Maximum de courant (I_{max})	Prot_Imax
	Soupape	Prot_Soupape
	RS 1000	Prot_RS1000
Evénements extérieurs	Court-circuit sur le réseau	Ext_Cc_ext
	Surtension sur le réseau	Ext_Surtension_ligne
	Traitement d'huile récent	Hist_Trait_huile_recent
Constatations visuelles externes	Traversées abîmées	VisuExt_BornesAbimees

✓ **Les mesures électriques et chimiques** (Tableau 6)

Type de mesure	Nom de la mesure	Résultat brut	Interprétation	Code associé
Essais BT	Réponse en fréquence (FRA)	Réponse complexe	Bon / Mauvais	ElecBT_FRA
	Courant magnétisant	Valeur unique	Trop faible	ElecBT_I_mag_faible
			Trop fort	ElecBT_I_mag_fort
	Résistance d'isolement	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_R_Isolement
	Résistance d'enroulement	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_R_enroulement
	Rapport de transformation	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_Rapport_transfo
Impédance de court-circuit	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecBT_Zcc	
Essais HT	Essai de Décharges Partielles	Valeur unique	Bon / Mauvais	ElecHT_DP
	Tenue à la tension nominale	Booléen	Bon / Mauvais	ElecHT_essai_Un
Analyse d'Huile	Gaz dissous dans l'huile (Interprétation selon la norme IEC 60599)	Valeurs pour les gaz : Hydrogène, Méthane, Ethane, Ethylène, Acétylène	Défaut D1 ou D2	Huile_DGA_D12
			Défaut DP	Huile_DGA_DP
			Défaut T1	Huile_DGA_T1
			Défaut T2 ou T3	Huile_DGA_T23

Il est essentiel de rappeler que l'utilisateur de l'outil souhaitant diagnostiquer un nouveau cas devra qualifier l'état (0, 1, X) de chacune des entrées, ou symptôme, selon :

- ✓ **0** : le symptôme n'est pas caractéristique d'un état défaillant. L'appareil est sain, ou le défaut n'affecte pas cette information (l'information n'est pas symptomatique du défaut), ou ne l'affecte pas de manière significative (défaut de faible ampleur par exemple) ;
- ✓ **1** : le symptôme est « anormal », la présence d'un défaut affecte cette information ;
- ✓ **X** : entrée non renseignée.

Cette qualification booléenne peut être particulièrement délicate pour les mesures (2.4), et peut impliquer une perte de la qualité d'information, par la discrétisation d'informations.

De plus c'est l'utilisateur qui doit statuer sur l'état de ces symptômes, et qui doit donc les interpréter. Or cela requiert souvent une certaine part d'expertise. L'outil devra donc, à terme, inclure une partie d'interprétation des données systématique, chargée de traduire les mesures en grandeurs booléennes. L'outil est donc en l'état incomplet.

Dans cette étude, nous avons privilégié les liens entre plusieurs entrées qui mènent à un diagnostic, plutôt que de se focaliser sur l'interprétation de chacune des mesures dans tous les très nombreux cas possibles. Cependant la majorité des entrées retenues ici ne devrait pas poser de problèmes particuliers d'interprétation aux personnes du métier, hormis pour les mesures FRA ou de décharges partielles dont la justesse d'interprétation peut varier selon l'expérience de l'utilisateur.

Pour réaliser le diagnostic d'un nouveau cas, la méthode développée devra pouvoir raisonner par similitude, en comparant l'état des entrées renseignées à des signatures caractéristiques. Les hypothèses proposées pour un nouveau cas, par l'outil de diagnostic, seront celles dont la signature sera la plus proche des signatures de défaut enregistrées. Ce processus peut donc s'assimiler à une identification aux signatures de défauts les plus probables.

4.3.4. Seconde formalisation des expertises : une base de cas expertisés, complétée par un expert

4.3.4.1. Stockage dans une base de cas

Une fois les entrées et sorties définies, les liens connus des 28 expertises entre toutes les entrées et les sorties, ont été formalisés dans une base de cas pour pouvoir ensuite les exploiter au mieux.

Le choix s'est alors porté sur SQLite, système simple et efficace de base de données, proche du SQL, s'interfaçant nativement avec le langage informatique Python, qui servait au développement de l'outil (détails en Annexe E : Choix informatiques).

Le principe de stockage est présenté sur la Figure 43.

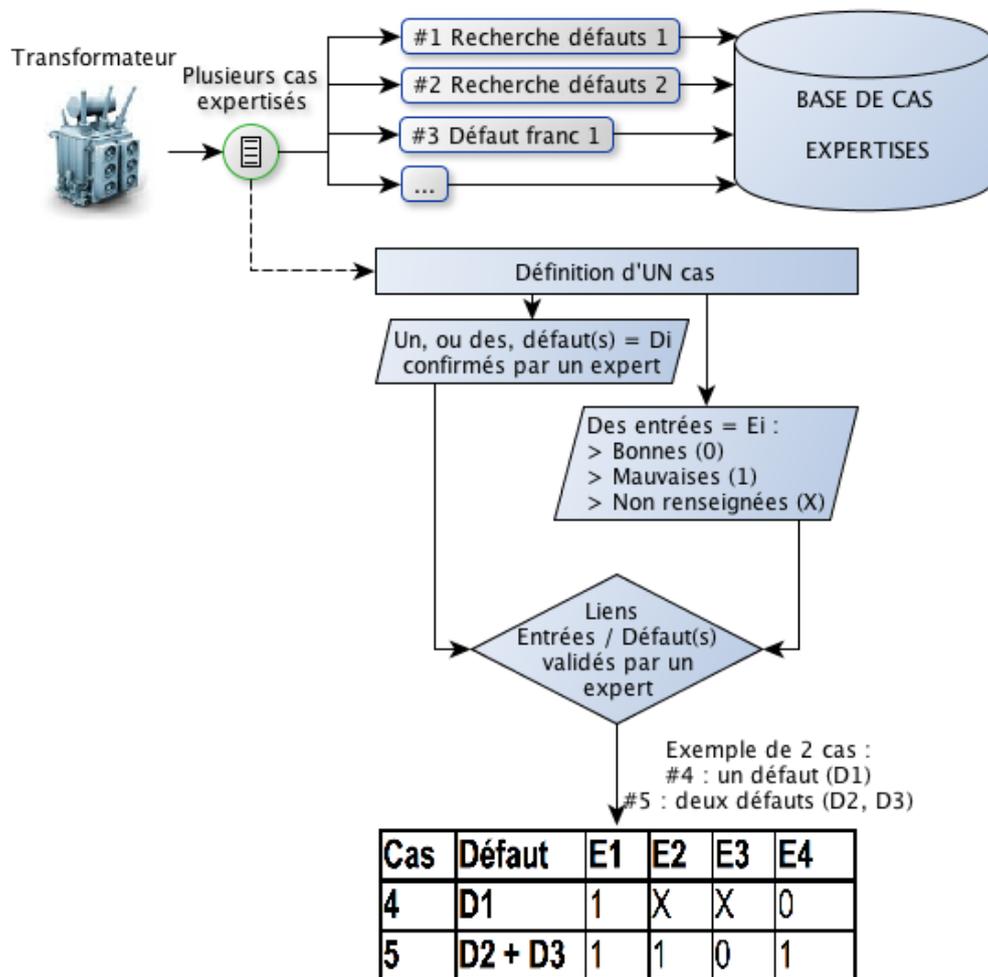


Figure 43 : Principe de stockage des expertises dans une base de cas

Comme expliqué précédemment les entrées sont booléennes. Il a fallu en conséquence établir l'état des entrées qui étaient renseignées, à partir des données factuelles disponibles ou des mesures qui avaient été réalisées. En particulier, cela m'a amené à retrouver les règles déterministes, liées aux normes ou propres à l'expert qui avaient été mises en œuvre.

4.3.4.2. Base de cas finale

La base de cas expertisés finale complétée par un expert (détail en 4.3.5.3) est décrite sur la Figure 44. Les nombreux compléments apportés par l'expert sont signalés avec un fond en pointillés.

BASE DE CAS EXPERTISES (entrée grisée = complément d'expert)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Jean SANCHEZ Thèse TSV 2008 - 2011																													
ElecBT_FRA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecBT_I_mag_faible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ElecBT_I_mag_fort	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecBT_R_Isolément	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecBT_R_enroulement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ElecBT_Rapport_transfo	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecBT_Zcc	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecHT_DP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
ElecHT_essai_Un	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Huile_DGA_D12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Huile_DGA_DP																													
Huile_DGA_T1																													
Huile_DGA_T23																													
Prot_Buchholz	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Prot_Imax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Prot_MasseCuve	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Prot_RS1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Prot_Soupage	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Ext_Cc_ext	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ext_Surtension_ligne	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Hist_Trait_huile_recent	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
VisuExt_BornesAbimees	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
N° Cas =>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	

4.3.5. Les méthodes exploitant la base de cas

Une telle base est construite sur des expertises sûres, avec des liens validés et selon un nombre restreint d'informations significatives. Il a semblé alors normal de développer les premières méthodes de diagnostic général, en s'appuyant sur ce retour d'expérience riche, concret et susceptible d'être complété avec chaque nouveau cas expertisé. Il s'agit donc d'évaluer le degré de similitude (confiance) entre le cas traité et ceux de la base de cas.

Deux catégories de méthodes se distinguent alors :

- **méthodes fondées sur des moyennes** calculées à partir des données de la base,
- **méthodes purement combinatoires** scannant l'ensemble des cas de la base.

La plus efficace des méthodes à base de moyenne et combinatoire seront présentées ci-après. D'autres méthodes qui les ont précédées sont présentées en plus de celles-ci en Annexe G : Détails de méthodes fondées sur la base de cas.

Après plusieurs essais pour obtenir une méthode de diagnostic efficace, il est apparu que les critères essentiels à considérer pour évaluer les méthodes sont :

- **La sélectivité.** Il n'est pas souhaitable qu'à chaque nouveau cas étudié presque toutes les hypothèses possibles soient retenues, seules les confiances associées les différenciant.
- **La capacité à évaluer un degré de confiance par hypothèse retenue.** A ce titre, les méthodes à base de moyennes, parviennent à « extraire » de manière significative certaines hypothèses sur ce critère, au prix de calculs sensés sur le principe, mais difficilement justifiables quant à leur quantification, et qui nécessiteraient d'éventuelles pondérations.
- **La robustesse vis-à-vis de nouveaux défauts.** Faute de pouvoir tester ces méthodes avec de nouveaux cas suffisamment complets, elles ont été essayées en amputant la base d'un des cas. Le cas retiré est considéré comme le cas à expertiser, en exploitant tout ou partie des entrées renseignées pour ce cas.

Au vu du faible nombre d'expertises confirmées d'une part, et du grand nombre de défauts différents d'autre part, la robustesse de ces méthodes n'est évidemment que très partielle.

4.3.5.1. 1^{ère} exploitation de la base : méthodes à base de moyennes

Ces méthodes examinent tous les cas passés de la base correspondant à un défaut Di. Ensuite chacune des entrées renseignées (Ei) dans au moins un de ces cas est retenue pour l'analyse de la signature du défaut Di. Sa valeur dans la signature est égale à la moyenne des 0 et des 1 renseignés pour tous les cas du défaut Di dans la base, les X n'étant alors pas pris en compte. Une nouvelle base « moyennée » de signatures de défauts est ainsi créée. Elle liste les 14 défauts, simples ou multiples, rencontrés dans la base. Un exemple est donné Figure 45.

Défaut	E1	E2	E3	E4
D1	0,3	X	0	1
D2	1	0,8	0,2	X
D3	0	X	1	0,75

Figure 45 : Exemple de signatures moyennées sur la base

Ainsi, les entrées moyennées à 1 l'ont toujours été dans la base de cas, celles à 0 aussi. Mais celles comprises entre 0 et 1, ont été au moins une fois à 0 et une fois à 1 pour un même type de défaut. Elles correspondent aux entrées sensibles au niveau de défaut. Cela ne signifie pas que les autres ne le soient pas, simplement cela n'apparaît pas dans les cas déjà expertisés.

La comparaison des entrées d'un nouveau cas, à 0 ou 1 donc, avec les entrées moyennées correspondantes associées à chaque défaut permet le calcul d'un indice de confiance par hypothèse.

Plusieurs approches à base de moyennes ont été mises en place. La plus efficace de celles-ci est présentée ci-après, une autre de ces méthodes est présentée en Annexe G.

Un calcul de confiance positif, ou négatif. Cet indice est initialisé à zéro, et il évolue à chaque comparaison d'une entrée renseignée du nouveau cas avec l'entrée moyennée correspondante associée au défaut, si elle est renseignée. L'indice de confiance est incrémenté de la valeur : $(1 - 2 * \text{moyenne de l'entrée})$ si l'état de l'entrée du cas diagnostiqué est 0 ; ou de $(2 * \text{moyenne de l'entrée} - 1)$ si l'état de l'entrée est 1. Toute hypothèse ayant un indice de confiance total inférieur ou égal à zéro étant rejetée.

✓ **Conclusion des méthodes moyennées sur la base**

Ces méthodes moyennées constituent une première approche intéressante pour exploiter l'expérience de la base. Cependant le calcul de confiance est relativement empirique, et n'est que peu significatif. Il ne prend pas particulièrement en compte des entrées très significatives pour un défaut donné (qui identifient un seul et unique défaut, par exemple). De plus les entrées de certains types de défauts dont la variabilité (des 0 et des 1) est importante dans la base de cas sont inutilisables, même si elles peuvent être parfois significatives.

Enfin la petite taille actuelle de la base, avec son grand nombre de types de défauts différents, et la forte variabilité des entrées par type de défauts combinés ensemble rendent ces méthodes empiriques et peu significatives.

4.3.5.2. 2^{nde} exploitation de la base : méthodes combinatoires

Afin de s'affranchir de ces incomplétudes, et de la variabilité de nombreuses entrées dans plusieurs défauts, des approches purement combinatoires ont été mises en place. La plus efficace de celles-ci est présentée ci-après, une autre de ces méthodes est présentée en Annexe G.

Une comparaison avec des signatures combinatoires sûres. Pour chaque type de défaut, sont ignorées toutes les entrées qui ont été variables au moins une fois (1 et 0 pour un même type de défaut, au moins dans deux cas de la base). Les autres entrées renseignées dans la base de cas, qui n'ont jamais été variables (en ignorant donc les X) pour un type de défaut sont établies en tant que signature « sûre ». Par comparaison exclusive entre le nouveau cas et chacune de ces signatures de défaut établies, on est plus consistant, mais il y a deux risques majeurs :

- 1) se priver d'informations variables qui pourraient être très significatives, mais qui juste UNE fois sur l'ampleur d'un défaut ont été différentes ;
- 2) exclure rapidement des hypothèses de défaut, dont celle du défaut réel (recherché), car les informations restées comme sûres dans la signature, et qui sont peu renseignées dans la base (donc beaucoup de X) pour un même type de défaut, peuvent être variables.

4.3.5.3. Conclusions sur les méthodes fondées sur la base de cas

La base de cas présente quelques problèmes fondamentaux qui expliquent les difficultés rencontrées dans son exploitation et la faible efficacité d'un diagnostic basé uniquement sur elle.

1. **Le faible nombre de cas de la base.** Bien que 28 expertises industrielles confirmées soient une force, ceci est statistiquement faible, surtout que le nombre de types de défauts (14) présents dans cette base est très grand par rapport à l'échantillon total (28). Il est donc très difficile d'en tirer des tendances, ou de synthétiser des signatures de défauts, issues de cette base, significatives. Et donc, il est difficile d'identifier de manière sûre et unique un nouveau cas essayé par similitude avec ces signatures. J'ai donc renoncé à exploiter les méthodes de classification développées dans la littérature.
2. **La faible complétude des entrées.** Dans les cas expertisés toutes les entrées n'étaient pas renseignées et les entrées renseignées différaient d'un cas à l'autre. Dans les premiers essais de méthodes de diagnostic, la faible complétion de la base initiale était très délicate à gérer pour obtenir des résultats corrects et répétitifs. Ce problème a été partiellement compensé en invitant un expert à se prononcer sur les entrées non renseignées. Il a alors complété les entrées qui lui semblaient inévitables si elles avaient été vérifiées. Ce point dépend entièrement de la confiance qu'a l'expert en son jugement. Cela a néanmoins permis de s'appuyer sur la base de cas avec un nombre d'informations renseignées plus consistant, ce qui était non négligeable vu la taille restreinte de cette base. Ces apports de l'expert ont amené une stabilité conséquente, quelle que soit la méthode utilisée analysant la base.

C'est cette base complétée, présentée en 4.3.4.2, et qui est utilisée dans toute cette étude.
3. **La difficulté d'interprétation des mesures électriques :** afin de juger de façon fiable et répétitive les défauts. A quelques mesures près (i.e. le rapport de transformation), il est très difficile de fixer des règles d'interprétation systématiques face à tous les cas rencontrés. Il est pourtant nécessaire de lever l'ambiguïté de l'interprétation pour avancer dans le diagnostic. Dès cette étape d'interprétation des mesures, en particulier pour des défauts non francs, une certaine variabilité des entrées est possible selon la personne qui fixe leur état.
4. **La variabilité (0 ou 1) de nombreuses entrées pour un même type de défaut,** celle-ci étant due principalement à l'amplitude du défaut, qui n'est pas prise en compte dans cette étude, et dont l'estimation est non triviale. Par exemple pour un Flash_spikes l'amorçage peut être minime ou faire exploser le transformateur. Ce jugement d'amplitude est très délicat et nécessite de fixer des seuils qualitatifs non triviaux. Reprenant ce défaut de Flash_spikes, il pourra selon son amplitude déclencher la protection Buchholz (1), ou non (0). Cela introduit une variabilité non négligeable pour établir les signatures de défauts les plus génériques possibles ! Les méthodes à base de moyenne, peuvent « compenser » ce point partiellement par des pondérations, difficilement justifiables quant à leurs valeurs. Et les méthodes combinatoires ne prennent pas en compte ces entrées, estimant qu'elles ne peuvent pas être caractéristiques d'un défaut. Tout en gardant le risque, non négligeable !, que les entrées estimées « sûres » puissent être variables. Et vu que ces méthodes combinatoires sont exclusives, une hypothèse de défaut juste, par rapport au défaut réel recherché, peut rapidement être écartée.

Après de nombreux essais pendant près d'un an sur ces méthodes fondées sur la base de cas, et avec le retour régulier d'experts de TSV sur ceux-ci, j'ai introduit dans la dernière méthode développée une deuxième base entièrement construite par un expert et dont un maximum d'entrées sont renseignées.

Il y a un découplage de la base de cas par rapport à une table de signatures de défauts définies par un expert. Pour chaque signature, l'expert a notamment identifié les entrées qui pouvaient être sensibles à l'amplitude du défaut et en a tenu compte dans l'établissement de la signature correspondante par un « état » 2, symbolique de la « tolérance » à ces variations d'amplitude.

La base de cas est ensuite utilisée dans le processus d'établissement de la table expert, en guidant ou validant certains choix sur lesquels l'expert pouvait être « hésitant », ou en signalant à l'expert une entrée sur laquelle il ne se prononçait pas particulièrement mais qui est renseignée dans la base de cas.

Le diagnostic repose alors sur les signatures répertoriées dans cette table d'expert.

Précédemment l'expert avait complété la base de cas. Désormais, c'est la base de cas qui permet à l'expert de pointer ses incohérences, de compléter et d'affiner la table de signatures d'expert.

4.4. Méthode de diagnostic finale : table d'expert, confortée par la base de cas

4.4.1. Principe du diagnostic pour une itération

Le principe est le suivant :

- Une table de signatures de défauts (Figure 46) a été définie par l'expert
- Ces signatures reposent sur un principe combinatoire exclusif d'états 1 ou 0 des entrées, pour celles qui d'après l'expert ne dépendent pas de l'amplitude des défauts ; d'état 2 pour celles qui en dépendent. C'est-à-dire que pour une entrée d'un nouveau cas à diagnostiquer, lorsqu'elle est comparée à un 2 associé à une signature de défaut, un état 0 n'exclut pas cette hypothèse mais un état 1 la renforcera. Cette combinaison permet de s'affranchir de la variabilité des entrées là où elle était très problématique précédemment.
- La signature d'un nouveau cas est comparée aux 15 signatures de la table d'expert. Seules sont prises en compte dans la comparaison les entrées renseignées dans le cas à expertiser et dans la table d'expert. On calcule un indice de confiance associé à chacune des 15 hypothèses.
 - Si un des états 0 ou 1 d'une entrée donnée diffère entre les 2 signatures comparées, l'hypothèse correspondante est rejetée, sinon l'indice de confiance associé à l'hypothèse est incrémenté de 1.
 - Si dans la signature de la table d'expert l'état d'une entrée est 2, alors :
 - si l'état de l'entrée est à 0 dans le cas expertisé, l'indice de confiance n'est pas modifié et l'hypothèse est conservée
 - si l'état de l'entrée est à 1 dans le cas expertisé, alors l'indice de confiance est incrémenté de 1
- La confiance finale en une hypothèse, pour celles non rejetées, est définie par l'indice de confiance dont le processus de calcul est rappelé dans le Tableau 8.

	0	1	2	Signature
0	+ 1	Exclusion de l'hypothèse	+ 0	
1	Exclusion de l'hypothèse	+ 1	+ 1	
Entrées				

Tableau 8 : Calcul des indices de confiance des hypothèses par comparaison des signatures d'expert aux nouvelles entrées

4.4.2. Table d'expert

TABLE DES SIGNATURES D'EXPERT - Jean SANCHEZ Thèse TSV 2008 - 2011		CC_spires	Coupure	DP	Flash_CPC_Commutateur	Flash_spires	Isolement_PA	Meca_Bobine	Pointchaud_PA		CC_spires + Isolement_PA	CC_spires + Meca_Bobine	Coupure + Isolement_PA	DP + Meca_Bobine	Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	Flash_spires + Isolement_PA	Flash_spires + Meca_Bobine
ESSAIS BT	ElecBT_FRA	2	2	0	0			1	0		2	1	2	1	1		1
	ElecBT_I_mag_faible	0	2	0	0	0	0	0	0		0	0	2	0	0	0	0
	ElecBT_I_mag_fort	1	0	0	0	0	0	2	0		1	1	0	2	2	0	2
	ElecBT_R_Isolement	0		0	0	0	1	0	0		1	0	1	0	0	1	0
	ElecBT_R_enroulement	2	1	0	0	2	0	0	2		2	2	1	0	0	2	2
	ElecBT_Rapport_transfo	1	1	0	0	0	0	0	0		1	1	1	0	0	0	0
	ElecBT_Zcc	1	1	0	0	0	0	2	0		1	1	1	2	2	0	2
ESSAIS HT	ElecHT_DP			1		2	2	0	0		2	0	2	1	0	2	2
	ElecHT_essai_Un	1	2	0	2	1	1	0	0		1	1	1	0	2	1	1
ANALYSES D'HUILE	Huile_DGA_D12	1	1	2	2	1	1	0	0		1	1	1	2	2	1	1
	Huile_DGA_DP	0		1	0	0	0	0	0		0	0	0	1	0	0	0
	Huile_DGA_T1	2		0	0	0	0	0	1		2	2	0	0	0	0	0
	Huile_DGA_T23	2	1	0	0	0	0	0	1		2	2	1	0	0	0	0
PROTE- CTIONS	Prot_Buchholz	1	2	2	0	1	1	2	2		1	1	1	2	2	1	1
	Prot_Imax	2	0	0	0			2	0		2	2	0	2	2		2
	Prot_MasseCuve	0	0	0	0	0	2	0	0		2	0	2	0	0	2	0
	Prot_RS1000	0	0	0	1	0	0	0	0		0	0	0	0	1	0	0
	Prot_Soupape	1	0	0	0	2	2	2	0		1	1	2	2	2	2	2
CAUSES AGGR- AVANTES	Ext_Cc_ext	2		2			2	2			2	2	2	2	2	2	2
	Ext_Surtension_ligne	2		2		2	2				2	2	2	2		2	2
	Hist_Trait_huile_recent			2			2				2		2	2		2	
CONSTAT	VisuExt_BornesAbimees		0	0		0		2	0			2	0	2	2	0	2

Figure 46 : Table établie par l'expert

La construction de cette table a été réalisée comme suit.

Pour chacun des 8 défauts simples, il a été demandé à l'expert de se prononcer sur l'état des 22 entrées retenues par :

- ✓ **X** (ou vide) : sans avis, ou non significatif.
- ✓ **0** : d'après l'expert, le défaut n'affecte en aucun cas cette entrée.
- ✓ **1** : d'après l'expert, le défaut affecte dans tous les cas cette entrée.
- ✓ **2** : d'après l'expert, un 0 est possible, mais un 1 confirme l'hypothèse, ce qui permet de s'affranchir de la variabilité des entrées, selon l'ampleur des défauts. Ce point déjà évoqué, était extrêmement problématique dans l'exploitation de la base de cas.

Les signatures des défauts multiples, estimés comme probables par l'expert sont construites par combinaison des signatures de ses défauts simples. Le résultat d'une combinaison de deux défauts simples est présenté dans le Tableau 9.

Par exemple, si on examine le défaut « Flash_spires + Meca_Bobine » si on observe l'entrée « Prot_Buchholz », celle-ci est à 1 pour « Flash_spires » et 2 pour « Meca_Bobine ». La résultante dans le défaut multiple correspondant est donc 1, qui est obligé d'arriver si un « Flash_spires » a lieu.

	X	0	1	2	Signature 1
X	X	0	1	2	
0	0	0	1	2	
1	1	1	1	1	
2	2	2	1	2	
Signature 2					

Tableau 9 : Résultats de jonction de plusieurs défauts simples pour un défaut multiple

La première table comportait des incohérences qui ont pu être ajustées en essayant chacun des cas de la base de cas avec ce nouveau système, et en examinant pourquoi le défaut réel ne sortait pas en tant qu'hypothèse la plus probable. Cela a alors introduit plusieurs 2 à la place de 0 et de 1 dans les signatures initiales.

Il est à noter que la table peut être enrichie dans les deux dimensions :

- ✓ nombre de défauts simples, ou de combinaisons de défauts, multiples, considérés,
- ✓ nombre d'entrées prises en compte (lesquelles peuvent correspondre au nombre d'informations traitées ou au nombre de niveaux d'interprétations pour n'importe quelle mesure, comme les analyses d'huile).

Cette table peut aussi s'affiner au niveau de la précision des défauts, en créant par exemple des sous groupes pour localiser les phases en défaut, ou l'origine plus précise d'un point chaud par exemple.

La principale limite d'un tel système à base de règles, dans le cas présent, reste son incapacité à traiter des cas qui ne rentrent pas dans le cadre établi. Donc son impossibilité d'évolution automatique avec de nouveaux futurs cas rencontrés, à la différence de systèmes qui s'appuient directement sur une base de cas. Comme un système à réseau de neurones réalisant son apprentissage directement à partir d'une base de données, qui se complète dans le temps, ou toute autre méthode se fondant sur une telle base. Il sera alors nécessaire avec le système proposé qu'un expert remette à jour les règles proposées si elles sont amenées à évoluer, ou qu'elles montrent leurs limites sur des cas nouveaux non prévus.

4.4.3. Analyse de la table de défauts d'expert, du point de vue du transformateur

Les premiers points suivants peuvent être remarqués à la lecture des défauts simples de cette table :

- Les analyses des gaz dissous dans l'huile peuvent caractériser, partiellement, tous les défauts, à part celui de « Meca_Bobine » qui n'a pas d'effet sur l'huile.
- La protection Buchholz peut signaler tous les défauts, sauf un « Flash_CPC_Commutateur » qui possède sa propre protection RS1000. Ce qui prouve bien l'intérêt de cette protection, qui confirme très fortement la présence d'un défaut interne. En revanche elle ne permet pratiquement pas de distinguer un défaut d'un autre.
- L'effet d'un défaut « Meca_Bobine » ne peut être identifié de façon certaine que par une mesure de type FRA (1 dans la signature), toutes les autres entrées de sa signature étant à 0 ou 2. Un des points très forts de ce système est qu'il caractérise aussi ce défaut par de nombreux 0. Ce qui n'est pas nécessairement intuitif dans un premier temps, mais est très efficace dans la pratique. Ainsi par exemple si toutes les entrées d'un nouveau cas sont à 0, et que seul « ElecBT_FRA » est à 1, alors seule l'hypothèse « Meca_Bobine » est retenue.

4.4.4. Exemple

Le cas d'étude présenté en 3.3 est de type « **Flash_spires + Meca_Bobine** », c'est le cas N°10 de la table des cas expertisés. La signature disponible est donnée dans la dernière colonne du Tableau 10.

Pour l'exemple on en extrait le sous-ensemble donné dans l'avant dernière colonne de ce tableau. Il est comparé aux signatures de la table d'expert de la Figure 46.

Les hypothèses suivantes ressortent, avec la même valeur d'indice de confiance, qui implique donc autant de similitudes entre les entrées essayées et chacune des signatures de défauts retenues :

- 5 DP + Meca_Bobine
- 5 Meca_Bobine
- 5 Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine
- 5 Flash_spires + Meca_Bobine (défaut réel)**

Le bon résultat est 1er ex-æquo, avec d'autres hypothèses qui font toutes sens, au niveau de l'expertise du transformateur, en fonction des entrées renseignées. De plus le nombre d'hypothèses est restreint, 5 parmi 15 défauts potentiels, cette méthode est ainsi relativement discriminante.

En complétant la signature du cas diagnostiqué, le nombre d'hypothèses va se restreindre (4.4.5).

Le Tableau 10 résume les signatures de la table d'expert des hypothèses proposées dans l'exemple.

		Meca_Bobine	Flash_spires + Meca_Bobine	DP + Meca_Bobine	Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	Exemple: Entrées partielles du cas N°10	Formalisation du cas N°10
ESSAIS BT	ElecBT_FRA	1	1	1	1	1	1
	ElecBT_I_mag_faible	0	0	0	0		
	ElecBT_I_mag_fort	2	2	2	2	1	1
	ElecBT_R_Isolement	0	0	0	0	0	0
	ElecBT_R_enroulement	0	2	0	0		
	ElecBT_Rapport_transfo	0	0	0	0	0	0
	ElecBT_Zcc	2	2	2	2	1	1
ESSAIS HT	ElecHT_DP	0	2	1	0		
	ElecHT_essai_Un	0	1	0	2		
ANALYSES D'HUILE	Huile_DGA_D12	0	1	2	2		1
	Huile_DGA_DP	0	0	1	0		
	Huile_DGA_T1	0	0	0	0		
	Huile_DGA_T23	0	0	0	0		
PROTECTIONS	Prot_Buchholz	2	1	2	2		1
	Prot_Imax	2	2	2	2		
	Prot_MasseCuve	0	0	0	0		
	Prot_RS1000	0	0	0	1		0
	Prot_Soupape	2	2	2	2		1
CAUSES AGGRAVANTES	Ext_Cc_ext	2	2	2	2		1
	Ext_Surtension_ligne		2	2			
	Hist_Trait_huile_recent			2			
CONSTAT	VisuExt_BornesAbimees	2	2	2	2		1

Tableau 10 : Exemple de signatures expertes

4.4.5. Choix des entrées complémentaires pour aller plus loin dans le diagnostic

4.4.5.1. Principe

Pour affiner le diagnostic, l'utilisateur doit renseigner des entrées complémentaires pour mieux discriminer les hypothèses proposées, et réaliser une nouvelle itération du processus complet de diagnostic. Les hypothèses de cette nouvelle itération seront moins nombreuses, et/ou leur confiance renforcée par rapport à la première itération.

Le processus de choix des entrées complémentaires proposées exploite la table d'expert.

Les entrées complémentaires sont proposées pour chacune des hypothèses retenues comme suit :

- **Le processus identifie les entrées non encore renseignées** qui peuvent caractériser l'hypothèse considérée.
- **Il examine pour chacune de ces entrées**, si avec un état 0, puis avec un état 1, elle permet de réduire le nombre d'hypothèses retenues, tout en confirmant l'hypothèse examinée. Les X et les 2 dans les signatures ne permettant pas d'exclure les hypothèses auxquelles ils sont attachés.
- **Il détermine le « pouvoir discriminant » de l'entrée considérée** : si l'un des états 0 ou 1 (ou les deux) permet de réduire le nombre d'hypothèses du diagnostic en cours, tout en confirmant l'hypothèse étudiée, alors la valeur du nombre d'hypothèses restantes (ou la plus petite valeur si les 2 états sont discriminants) est le « pouvoir discriminant ». Il est indiqué entre parenthèses. Plus ce nombre est petit, plus l'entrée complémentaire peut être discriminante. Il est à noter, que le pouvoir discriminant effectif dépendra de l'état réel de l'entrée lorsqu'elle sera effectivement renseignée (0 ou 1).
- **Si une entrée ne permet pas de diminuer le nombre d'hypothèses du processus en cours**, alors cette entrée n'est pas proposée en entrée complémentaire.
- **Les entrées complémentaires sont proposées par ordre croissant** de pouvoir discriminant, comme calculé précédemment, par hypothèse considérée.

Toutes les combinaisons d'entrées complémentaires, pour une hypothèse donnée, ne sont pas essayées. Cela pourrait être une évolution intéressante pour encore mieux rationaliser les propositions de ces entrées complémentaires et en proposer des ensembles encore plus pertinents.

4.4.5.2. Exemple

Les entrées complémentaires des quatre hypothèses de défauts retenues dans l'exemple précédent (dont les signatures sont détaillées dans le Tableau 10), sont présentées dans le Tableau 11.

Pour un expert, le défaut Meca_Bobine est présent dans toutes les hypothèses, et est donc confirmé. Ensuite il pourrait préconiser de réaliser une analyse d'huile, pour confirmer la présence d'un amorçage interne, ou de décharges partielles. Le Flash_CPC_Commutateur étant confirmé si un Prot_RS1000 s'avérait être à 1 lors de l'examen des protections déclenchées.

DP + Meca_Bobine	Meca_Bobine	Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	Flash_spires + Meca_Bobine
Huile_DGA_DP (1)	ElecHT_essai_Un (3)	Prot_RS1000 (1)	ElecBT_R_enroulement (1)
ElecHT_DP (2)	Huile_DGA_DP (3)	ElecHT_essai_Un (2)	ElecHT_essai_Un (2)
ElecHT_essai_Un (3)	ElecHT_DP (3)	Huile_DGA_DP (3)	ElecHT_DP (2)
Prot_Buchholz (3)	Prot_Buchholz (3)	ElecHT_DP (3)	Huile_DGA_DP (3)
Huile_DGA_D12 (3)	Huile_DGA_D12 (3)	Prot_Buchholz (3)	Huile_DGA_D12 (3)
Prot_RS1000 (3)	Prot_RS1000 (3)	Huile_DGA_D12 (3)	Prot_RS1000 (3)

Tableau 11 : Entrées complémentaires proposées pour l'exemple

Il faut bien garder en mémoire que chacune des entrées complémentaires, avec son pouvoir discriminant (déterminé dans le paragraphe précédent), est attachée à une hypothèse. C'est la raison pour laquelle, ce pouvoir discriminant peut différer selon que l'entrée complémentaire considérée renforce typiquement une hypothèse dont la signature pour cette entrée est un 1, alors que pour une autre hypothèse c'est un 0 ou un 2. Une entrée avec un X dans sa signature ne peut pas être proposée pour une hypothèse de défaut, car elle ne le caractérise d'aucune façon.

Par exemple si l'information factuelle « Prot_RS1000 » est à 1, elle caractérise alors de manière unique l'hypothèse « Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine », par rapport aux autres, d'où son pouvoir discriminant de (1). A l'inverse, si cette entrée complémentaire est à 0, elle infirme cette dernière hypothèse, et, ici, confirme les trois hypothèses restantes, définies par un 0 pour cette entrée dans leurs signatures. Le pouvoir discriminant de cette même entrée devient alors (3) pour les trois hypothèses que cette entrée peut caractériser.

Les entrées complémentaires à privilégier sont celles avec le plus petit pouvoir discriminant, donc ici (1), en tenant compte de leur difficulté de mise en œuvre (voir Tableau 5, p. 57). Ici ce serait donc dans l'ordre :

- Prot_RS1000 : information sur le déclenchement, ou non, d'une protection
- Huile_DGA_DP : d'autant plus qu'une analyse d'huile a souvent été réalisé lorsqu'un expert est contacté
- ElecBT_R_enroulement : qui nécessite une intervention sur site.

Dans un second temps, pour un pouvoir discriminant de (2), on pourrait éventuellement renseigner :

- ElecHT_essai_Un : risqué si un défaut interne de type amorçage est déjà présent, en plus de vraisemblablement perturber le réseau,
- ElecHT_DP : qui demande de très lourds moyens d'essais, donc souvent d'autres entrées plus simples d'accès, même si moins discriminantes, lui seront généralement préférées.

Fort de ces conseils, c'est à l'exploitant, éventuellement aidé par un expert, de compléter les informations relatives au transformateur diagnostiqué, par sa connaissance d'informations factuelles supplémentaires, ou en demandant la réalisation des mesures nécessaires selon les entrées complémentaires proposées à l'issue d'une itération de diagnostic.

4.5. Performances et validation de l'outil

4.5.1. Critères de réussite

Les trois principales méthodes de diagnostic, présentées auparavant, sont les suivantes :

1. Méthode finale, s'appuyant sur la table d'experts
2. Méthode s'appuyant sur la base de cas moyennée *
3. Méthode combinatoire s'appuyant sur les signatures « sûres » de la base de cas *

* Pour mémoire, c'est la base de cas expertisés et complétée par l'expert qui est utilisée dans ces deux méthodes.

Les résultats pour ces méthodes présenteront :

- Sur tous les cas essayés, le pourcentage de cas où l'hypothèse avec la plus grande confiance, valeur unique, était bien le vrai défaut recherché.
- Sur tous les cas essayés, le pourcentage de cas où l'hypothèse avec la plus grande confiance, valeur ex-æquo avec d'autres de même confiance, était bien le vrai défaut recherché. Cela sera représenté à la suite d'un « + » dans les résultats.
- La moyenne du nombre d'hypothèses proposées à l'utilisateur, représenté entre parenthèses sous le résultat. Cela permet de voir l'effet discriminant de chacune des méthodes.

Par exemple « 82 + 9 % (3,4) » signifie que pour la méthode considérée, sur l'ensemble des cas essayés :

- ✓ dans 82 % des cas la première hypothèse était la bonne et avec une confiance unique,
- ✓ dans 9 % des cas la bonne hypothèse était première ex-æquo avec d'autres de même confiance,
- ✓ en moyenne 3,4 hypothèses étaient proposées sur l'ensemble des cas essayés.

4.5.2. Méthodologie de test

Afin de qualifier différents paramètres des méthodes de diagnostic, j'ai réalisé les tests suivants.

- Chacun des 28 cas de la base de cas expertisés est essayé sur la base utilisée comme référence (base de cas expertisés complétée par l'expert, moyennée ou non, ou table d'expert selon la méthode).
- Chacun des 28 cas de la base de cas expertisés est essayé, la base de référence étant alors amputée du cas essayé. Ce qui permet de tester la robustesse des méthodes à un cas vu comme nouveau.
- Chacun des 28 cas de la base de cas expertisés est essayé, mais en lui enlevant 3 entrées. Toutes les combinaisons possibles sont essayées. La base de référence n'est amputée ni du cas considéré ni des entrées enlevées dans ce cas. Cela permet d'étudier l'efficacité des méthodes face à l'appauvrissement des entrées des cas essayés.
- Chacun des 28 cas de la base de cas expertisés est essayé, mais en lui enlevant 3 entrées. Toutes les combinaisons possibles sont essayées. La base de référence est de plus amputée du cas essayé. Ce qui permet de tester la robustesse des méthodes à un cas vu comme nouveau, et d'étudier en même temps l'efficacité de ces méthodes face à l'appauvrissement des entrées des cas essayés.

4.5.3. Résultats

Le Tableau 12 présente les résultats des tests validant l'efficacité des méthodes de diagnostic.

	<i>N Cas</i>	Méthode Finale	Moyenne	Combinatoire
Test 28 cas / base complète	28	64 + 36 % (1,6)	86 + 7 % (2,8)	86 + 14 % (1,8)
Test 28 cas / base amputée d'1 cas	28	64 + 36 % (1,6)	61 + 7 % (2,8)	61 + 4 % (1,5)
Test 28 cas / base complète - 3 entrées	5185	55 + 39 % (2,0)	90 + 9 % (2,6)	91 + 8 % (1,9)
Test 28 cas / base amputée d'1 cas - 3 entrées	5185	55 + 39 % (2,0)	52 + 9 % (2,6)	55 + 7 % (1,6)

Tableau 12 : Résultats de validation de l'efficacité des méthodes de diagnostic

4.5.4. Analyse des résultats

Sur l'efficacité des différentes méthodes de diagnostic il faut remarquer sur :

1. La méthode finale

- ✓ La méthode finale a toujours le défaut réel en première hypothèse (64 + 36 = 100 % des 28 cas) lorsque toutes les entrées sont renseignées, et très souvent (55 + 39 = 94 % des 5185 combinaisons de cas) lorsque trois entrées sont retirées du cas complet.
- ✓ Le nombre moyen d'hypothèses proposé à l'utilisateur avec cette méthode est très faible, proche de deux. Cette méthode finale est donc, comme souhaité, très discriminante. Les hypothèses à affiner sont alors peu nombreuses et probables. Cela permet ainsi de cibler rapidement les éventuelles investigations futures nécessaires.

2. Les autres méthodes

- ✓ Par comparaison, les méthodes fondées sur la base de cas présentent de bons résultats quand les cas essayés sont inclus dans la base. Ce qui valide l'efficacité de ces méthodes à identifier un nouveau cas qui serait semblable à un cas de défaut passé.
- ✓ En revanche, l'efficacité de ces méthodes diminue sensiblement lorsque le cas essayé est retiré de la base de cas. Ce qui se comprend aisément par la petitesse de la base et la variété des défauts enregistrés dans celle-ci.
- ✓ La méthode « Combinatoire par signatures sûres » a des résultats proches de la « Méthode finale ». La première méthode reposant sur l'analyse de la base, est fondamentalement sujette à l'éventuelle variabilité des entrées. A la différence de la « Méthode finale » qui s'en affranchit.

4.5.5. Etude sur l'efficacité des entrées complémentaires

Après une itération du processus de diagnostic, des entrées complémentaires à renseigner sont proposées pour améliorer le diagnostic de chacune des hypothèses de défauts retenues. Ce paragraphe présente une étude sur l'efficacité qu'ont les entrées complémentaires lorsqu'elles sont renseignées, en plus des entrées déjà renseignées, à diminuer le nombre d'hypothèses de défauts après plusieurs itérations (détails en Annexe G : Détails de méthodes fondées sur la base de cas).

Chacun des 28 cas de la base de cas expertisés et complétés (Figure 44) a été essayé, et seules les entrées complémentaires de l'hypothèse proposée du défaut réel ont été examinées.

A chaque itération plusieurs cas sont essayés. Les résultats d'essais présentés seront des valeurs moyennes sur l'ensemble des cas testés. Les essais suivants ont été réalisés :

- ✓ **Les informations factuelles et l'analyse d'huile** sont généralement très rapidement accessibles lors d'un diagnostic réel. Pour l'itération de départ seules ces informations ont été renseignées pour chacun des cas, en prenant les valeurs des entrées dans la base de cas expertisés. Sur les 28 cas, 4,3 de ces entrées sont renseignées en moyenne dans la base. Après une première itération du processus de diagnostic, 7,8 hypothèses de défauts en moyenne sont proposées. Ce qui est relativement important, et nécessite donc d'être affiné. Ces informations sont suffisantes au cas n°12 pour identifier la bonne hypothèse de défaut de manière unique.
- ✓ Parmi les 27 cas restants, pour 17 d'entre eux **2,2 nouvelles informations de type « protections » sont proposées en moyenne** parmi les entrées complémentaires. Ces protections sont alors renseignées selon la table d'expert du défaut essayé, en plus des entrées précédentes, afin de commencer une nouvelle itération. Le nombre d'hypothèses des 17 cas a alors été divisé par 2,0 en moyenne ! Ce qui est non négligeable pour des informations normalement accessibles facilement par l'exploitant.
- ✓ **Des essais basse tension** (6 possibles) sont souvent mis en œuvre après que les informations factuelles et les analyses d'huile aient été renseignées. Suite à la dernière itération réalisée, les essais basse tension avec le plus petit pouvoir discriminant (4.4.5.1) parmi les entrées complémentaires proposées, ont été rajoutés aux entrées validées précédemment. Leur état est affecté de la valeur incluse dans la base de cas si existante, ou sinon celle de la table d'expert pour le défaut testé.
- ✓ **1,9 essais basse tension en moyenne sont proposés** sur 27 cas. Une fois renseignés dans une nouvelle itération, il reste alors 2,2 hypothèses finales de défauts en moyenne. Cela suffit pour terminer le processus de 15 cas. Une seconde itération du même type sur les cas restants termine avec 1,9 hypothèses finales. Seul le cas n°3 nécessite alors une troisième itération pour terminer le processus.
- ✓ **En moyenne sur les 28 cas**, 1,4 itérations incluant des essais basse tension sont nécessaires pour terminer le processus, et proposent au final 1,6 hypothèses.
- ✓ **16 cas terminent avec deux hypothèses finales.** Seuls les cas N° 3 et 10 pourraient discriminer celles-ci par des essais haute tension. Tous les autres cas incluent dans leurs deux hypothèses un même défaut simple, confirmé d'office, et sont souvent difficiles à discriminer.

Dans tous ces cas terminant avec deux hypothèses, des défauts internes sont confirmés et ciblés, quels que soient les itérations futures. Reste à décider s'il est vraiment nécessaire de discriminer les deux hypothèses restantes pour choisir les options de rétablissement du transformateur.

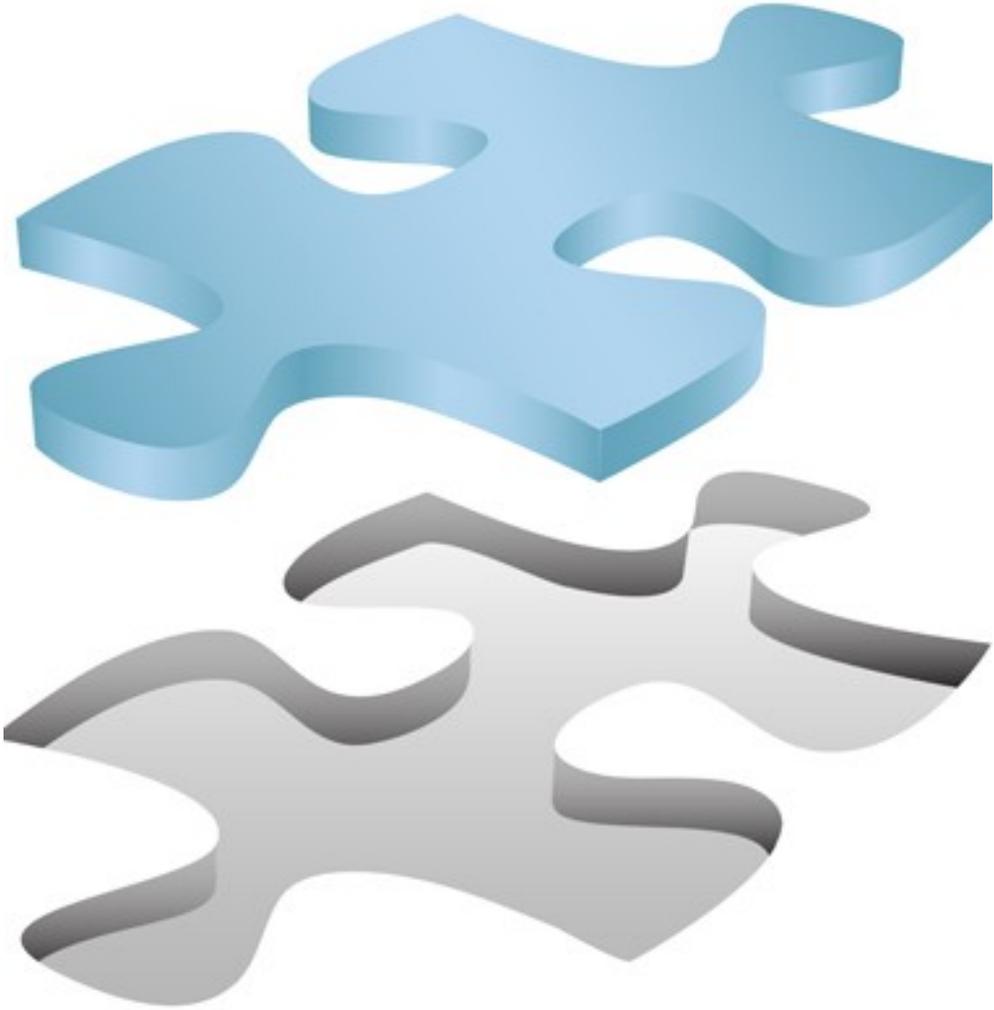
4.6. Conclusion sur l'outil d'aide au diagnostic

Le but de ce travail de thèse était de développer un outil d'aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance, outil qui soit efficace pour les défauts les plus courants.

Partant d'un contexte théorique généraliste peu pratique d'utilisation dans des cas industriels, et de nombreuses expertises passées, validées par des experts, j'ai d'abord réuni, puis formalisé cette riche expérience, pour en cibler les informations essentielles. Ensuite j'ai organisé l'ensemble de ces connaissances en créant un outil efficace répondant aux besoins initiaux, dont les caractéristiques originales, qui en font ses points forts, sont :

- ✓ **La formalisation de la démarche itérative de diagnostic de défauts**, classiquement menée par un expert et généralement informelle. M'appuyant sur une démarche et un traitement de l'information ayant fait ses preuves lors d'expertises passées, j'ai réussi à construire un outil relativement « simple » d'utilisation.
- ✓ **La corrélation d'informations de natures diverses** qui sont autant de symptômes de défauts, comme des protections, des interprétations de mesures chimiques et électriques, etc.
- ✓ **L'obtention de résultats fiables et discriminants**, sur la détection et la localisation de défauts, leur évaluation n'étant pas traitée ici. Lors d'un nouveau cas, les entrées disponibles doivent être qualifiées de façon binaire, ce qui peut être réducteur et rester délicat pour l'interprétation des mesures pour un utilisateur non initié. Après le traitement de ces entrées, l'outil propose des hypothèses de défauts sensées, et un nombre limité d'informations complémentaires significatives à renseigner pour progresser.
- ✓ **La capitalisation de l'expérience, et de l'expertise**. Bien que l'expérience passée soit capitalisée dans une base de cas, l'exploitation de cette seule base reste difficile, et sera toujours fondamentalement délicate tant qu'un traitement statistique efficace de la variabilité des entrées ne pourra être trouvé. Ce qui nécessiterait un grand nombre de cas pour commencer. Finalement, la solution retenue permet de s'affranchir partiellement des problèmes relatifs : à la taille de la base, au faible nombre possible d'entrées sûres pour caractériser un défaut, et surtout au traitement de la variabilité des entrées, par une approche non statistique formalisant l'expertise de façon permanente.
- ✓ **Une méthode de diagnostic évolutive** qui peut s'enrichir dans trois directions :
 - **L'interprétation des mesures** pour obtenir des entrées plus riches, et/ou de manière plus systématique.
 - **L'exploitation des entrées**, en l'occurrence l'établissement de tables de signatures d'expert plus complètes en terme de nombre de situations de défauts répertoriés (par le fait qu'il y a prise en compte des niveaux de défauts par exemple) et de nombre d'entrées renseignées susceptibles d'être représentatives de ces défauts.
 - **La systématisation de la prise en compte de chaque nouveau cas expertisé**, pour l'enrichissement de la base de cas de référence, puis vérifier que chaque nouveau cas est compatible avec la table d'expert, et adapter celle-ci au besoin. Ceci est particulièrement intéressant pour prendre en compte de nouveaux défauts, ou des liens « rares ».

La construction d'une interface homme machine ergonomique serait intéressante à l'avenir pour faciliter au plus grand nombre l'utilisation d'un tel outil d'aide au diagnostic.



CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Le diagnostic de défauts des transformateurs de puissance est un vaste domaine, nécessitant de corréler des informations de natures diverses telles que des analyses d'huile, des essais électriques, le déclenchement de protections, etc. Bien que des travaux aient commencé à formaliser des approches généralistes de ce processus, aucune n'est utilisable aisément.

L'étude que j'ai menée dans ce travail de thèse m'a permis de construire dans son intégralité un système de diagnostic de défauts efficace, formalisant des connaissances expertes sous formes de signatures caractéristiques, et ne nécessitant pas de base de données. Si ce n'est pour valider le système mis en place. Le système peut aussi s'enrichir d'une base de cas passés à jour, avec l'aide d'un expert. Il reste toutefois l'interprétation des mesures qui n'est pas évidente pour un utilisateur non averti, cependant tout intervenant spécialisé les réalisant devrait se prononcer dessus.

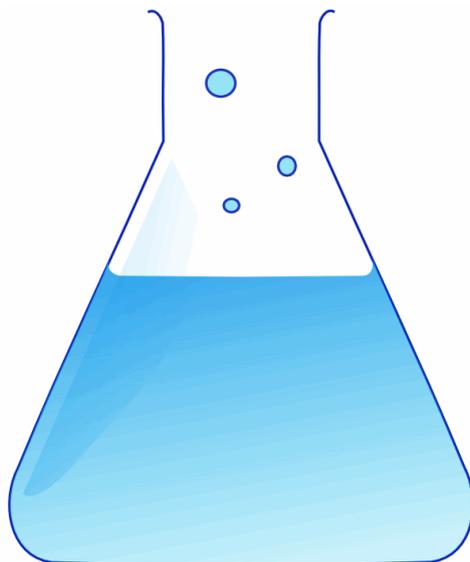
Lors d'un nouveau cas à diagnostiquer, tout utilisateur averti rassemblant les entrées, ou symptômes, à sa disposition, peut exploiter le système développé. Il faut préciser que des informations factuelles, simples d'interprétation, comme le déclenchement de protections, sont très souvent riches de sens, mais malheureusement rarement disponibles sur le terrain. Le système développé propose alors un minimum d'hypothèses sensées, et des informations complémentaires à renseigner pour améliorer le diagnostic en réalisant une nouvelle itération du processus de diagnostic.

De plus ce système peut aisément être enrichi, à condition de disposer d'un expert pouvant statuer de façon certaine sur de nouveaux liens de causes à effets de défauts. Ces nouveaux liens pourront être complétés par de nouvelles définitions de défauts, plus précises, ou par la finesse de nouvelles interprétations de mesures, issues de travaux théoriques ou pratiques ultérieurs.

Cette méthode prend en compte la détection et la localisation de défauts, mais pas leurs évaluations, leurs ampleurs. Or ce sont elles qui posaient le problème central de variabilité des entrées, dans l'analyse de la base de cas. Cette étude s'est affranchie de cette évaluation de l'ampleur des défauts, mais il serait intéressant de l'exploiter dans des travaux futurs.

Une des ouvertures intéressantes pouvant améliorer et compléter le système actuel serait de le développer aussi vers le diagnostic d'état, en plus du diagnostic de défauts. En revanche ces diagnostics sont, en général, beaucoup plus délicats à évaluer car les variables mesurables caractérisant un état stable sont rarement aussi marquées qu'avec des défauts. Il faudrait alors développer l'analyse de diverses mesures permettant une évaluation fine d'un état, ou de l'amplitude quantifiable de certains défauts, comme peuvent le montrer des travaux passés ou en cours sur l'interprétation de certaines analyses d'huile. D'autre part, avec l'aide d'exploitants disposant de nombreuses données d'exploitation des appareils (comme avec le monitoring qui se développe par exemple), l'étude des causes de défauts, ainsi que l'analyse de l'évolution des transformateurs dans le temps devraient permettre le développement d'éventuels outils d'analyses prédictifs, sur le modèle du système de diagnostic présenté dans cette thèse.

Le diagnostic de défauts, et d'état, des transformateurs est encore en plein développement dans le monde. En effet, le parc mondial est principalement composé d'appareils vieillissant sensiblement, et/ou de plus en plus exploités et donc contraints. De plus, les experts en transformateurs se font de moins en moins nombreux. Ainsi de telles méthodes systématiques et pratiques de diagnostic ont tout à fait leur place dans le monde de l'électrotechnique d'aujourd'hui et de demain.



Annexe A : Enroulements : colonne, cuirassé

Deux technologies principales de constructions de la partie active existent : colonne et cuirassé.

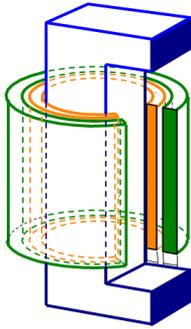


Figure 47 : Technologie colonne

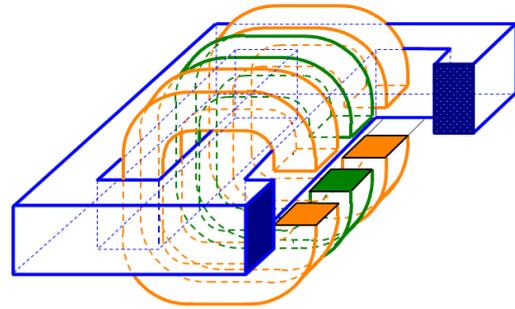


Figure 48 : Technologie cuirassée

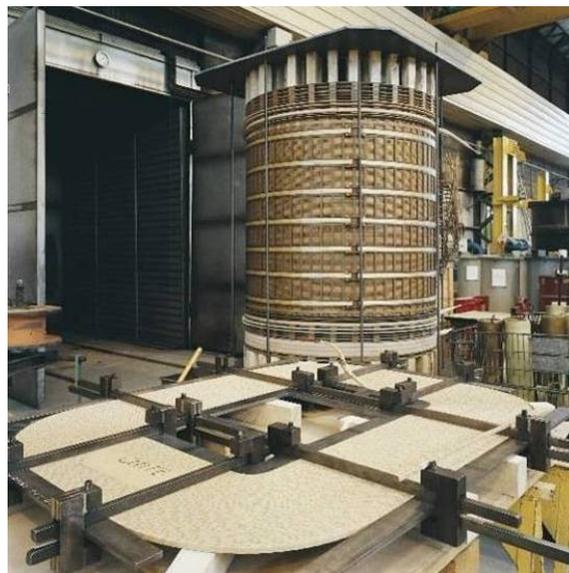
La **technologie colonne** (Figure 47) est constituée de bobinages de forme cylindrique qui entourent les noyaux du circuit magnétique. Les enroulements haute tension et basse tension sont imbriqués l'un dans l'autre.

A fonctions équivalentes il existe une seconde manière de réaliser les enroulements pour obtenir un transformateur de puissance, c'est la technologie cuirassée.

La **technologie cuirassée** (Figure 48) est composée d'enroulements haute tension et basse tension superposés en galettes qui sont entourées par le circuit magnétique.

La technologie colonne est particulièrement répandue, et comparativement à la technologie cuirassée est plus simple à réaliser, est mieux refroidie de par un passage de l'huile naturellement aisé le long des colonnes, mais tient plus de place et tient moins bien les courts circuits à puissance équivalente.

La construction mécanique des deux technologies est vraiment différente. Cependant à puissance équivalente le choix d'une technologie particulière se décidera sur des critères technico-économiques.



Annexe B : Caractéristiques d'un transformateur de puissance

✓ Caractéristiques principales

Pour les transformateurs neufs les différents chapitres de la norme internationale IEC 60076 spécifient les garanties techniques principales que doivent respecter les fabricants de transformateurs par rapport au cahier des charges initial.

Ces normes sont très utilisées et reproduites intégralement dans de nombreuses normes nationales dans le monde, dont la France.

✓ Puissance assignée

Valeur conventionnelle de la puissance apparente électrique (en kVA ou en MVA) prévue pour transiter à travers un transformateur.

La puissance apparente est définie par le produit de la tension par le courant en courant alternatif :

$$S(VA) = U_{eff}(V) \times I_{eff}(A) \quad (1)$$

S : puissance apparente en Voltampères (VA)

U_{eff} : tension alternative efficace en Volts (V)

I_{eff} : courant alternatif efficace en Ampères (A)

Un transformateur transmet la puissance électrique apparente d'un réseau d'une tension donnée à un autre réseau à une tension différente, aux pertes près.

La raison d'être principale du transformateur est le transport de la puissance électrique de la centrale de production jusqu'à l'utilisateur, souvent sur de grandes distances, avec un minimum de pertes joules. Lorsqu'un courant parcourt un conducteur électrique, comme un câble haute tension, celui-ci est le siège de pertes joules définies comme suit :

$$P_{joules}(W) = R(\Omega) \times I^2(A) \quad (2)$$

P_{joule} : pertes joules par échauffement dans le conducteur en Watts (W)

R : résistance électrique du conducteur en Ohms (Ω)

I : intensité du courant dans le conducteur en Ampères (A)

Ces pertes joules croissent au carré de l'intensité traversante, et constituent environ 80% des pertes du réseau français (QUIQUEMPOIX, FLISCOUNAKIS, & BOURGADE, 2004).

Afin de transporter l'énergie électrique en minimisant ces pertes joules on transforme avec un transformateur, à puissance constante, un système de courant et tension, en un second de courant plus faible et de tension plus élevée.

✓ Pertes

Les pertes dans un transformateur sont mesurées lors de ces essais de réception en usine et sont distinguées comme suit :

➤ Les pertes à vide

Ce sont les pertes dans le circuit magnétique dues au courant magnétisant lui même fonction de la tension d'alimentation. Ces pertes peuvent être séparées en pertes par hystérésis et par courants de Foucault. Ces pertes sont permanentes tant que le transformateur est sous tension.

Une augmentation de ces pertes à vide peut révéler un entrefer trop important dans le circuit magnétique ou des courts-circuits notables sur une colonne particulière.

➤ Les pertes en charge

Ce sont les pertes dans les résistances des enroulements primaires et secondaires dues à la charge et au courant magnétisant (à vide) du transformateur. Elles sont mesurées en usine en mettant classiquement les enroulements basse tension en court-circuit.

➤ Les pertes supplémentaires

Ce sont les pertes par courant de Foucault induits dans différents éléments de construction du transformateur.

Le rendement des transformateurs de puissance est défini par le rapport de la puissance utile fournie au secondaire sur la puissance fournie au primaire du transformateur, l'écart entre ces deux puissances étant les pertes propres du transformateur. Il est à noter que plus les transformateurs sont puissants, plus leur rendement est élevé, pouvant dépasser 99 % ! Ce qui fait des pertes allant jusqu'à quelques MW sur des transformateurs élévateurs de sortie de centrale de plusieurs centaines de MVA...

✓ Tensions assignées

Ce sont les tensions spécifiées pour être appliquées ou développées à vide entre les bornes de ligne des enroulements d'un transformateur.

Ces tensions sont en relation avec la tension des réseaux auquel le transformateur est connecté.

En France les principaux réseaux haute tension, auxquels sont connectés les transformateurs de puissance, ont les niveaux suivants : 400 kV, 220 kV, 90 kV, 63 kV et 20 kV.

Les transformateurs seront donc les principaux éléments de liaisons entre deux réseaux et devront être isolés en conséquence selon les niveaux de tensions considérés. Les transformateurs ayant le 20 kV comme haute tension sont souvent des transformateurs de distribution, ou des transformateurs industriels spéciaux.

Afin de diminuer encore plus les pertes joules dues au transport d'électricité plusieurs pays très étendus géographiquement ont adoptés des niveaux de tension AC allant jusqu'à 800 kV (Chine, Brésil, Russie, Canada...) et des projets futurs prévoient des tensions nominales jusqu'à 1200 kV AC.

✓ **Niveaux d'isolement (des enroulements)**

Le niveau d'isolement est l'ensemble des valeurs des tensions qui caractérisent l'isolement de chacun des enroulements d'un transformateur.

En plus de la tenue diélectrique à la tension nominale, les transformateurs neufs doivent respecter des niveaux de contraintes d'isollements normatifs tels que des valeurs de tenue en tension à fréquence industrielle (IEC 60076-3, 2000) ou à des essais de chocs de foudre et/ou de manœuvres (IEC 60076-4, 2002).

✓ **Isolants**

Les principaux isolants internes qui permettent de tenir les niveaux d'isollements spécifiés sont :

- **Le papier**, en isolation solide, directement sur les brins élémentaires des conducteurs. Il existe quelques alternatives au papier Kraft principalement utilisé comme le papier à performances thermiques améliorées ou les isolants de type Nomex.
- **L'huile**, très souvent minérale, en isolation liquide.

✓ **Fréquence**

Les fréquences usuelles sont 50 Hz, comme en France, ou 60 Hz. Il a existé des systèmes en 16 $\frac{2}{3}$ Hz pour des réseaux ferroviaires notamment. Un transformateur est calculé généralement pour une fréquence donnée. Les transformateurs ayant les plus basses fréquences sont généralement plus imposants pour une puissance donnée, et peuvent être utilisés à des fréquences plus élevées ; l'inverse n'étant pas vrai. Dans ce cas l'induction dans le circuit magnétique dépasserait l'induction nominale et risquerait de saturer le circuit magnétique et générer des courants harmoniques élevés.

✓ **Nombre de phases**

Les transformateurs de puissance sont très souvent des appareils triphasés ou monophasés. Il existe des montages de bancs triphasés composés de trois appareils monophasés.

Les transformateurs comportant d'autres systèmes polyphasés sont souvent réalisés pour des applications particulières comme l'alimentation de redresseurs dans certaines industries. Il existe alors des configurations allant jusqu'à des systèmes dodécaphasés, et de plus anciennes comportant des systèmes triphasé/diphase (Scott-Leblanc).

Annexe C : Mesures diverses sur les transformateurs

Ces mesures sont réalisées sur de nombreux transformateurs, mais rarement utilisées dans le cadre de diagnostic de défaut.

Mesures électriques

✓ Essais diélectriques haute tension

L'isolation d'un transformateur en service est soumise à des contraintes de champ électrique entre les enroulements et la masse, ou d'autres portions d'enroulements. Plusieurs types de tensions peuvent être appliqués au transformateur, dont les niveaux de tenues normatifs sont dans (IEC 60076-3, 2000) :

- **Des tensions à fréquence industrielle** (alternative de fréquence > 50/60Hz, typiquement 150 à 400 Hz, selon l'alternateur d'essai), dont la répartition le long des enroulements est linéaire. Ces fréquences sont utilisées dans l'essai de tension induite, et de décharges partielles, pour s'affranchir de la saturation du circuit magnétique au-delà de la tension nominale.
- **Des surtensions**, atmosphériques ou de manœuvre, de très courte durée, de quelques microsecondes à quelques millisecondes. La répartition de ces surtensions à l'intérieur du transformateur est très inhomogène, et peut comporter une transmission capacitive importante entre enroulements.

➤ Tension appliquée (essai individuel)

Lors de l'essai de tension appliquée la totalité de l'enroulement essayé, neutre compris s'il est accessible, est portée au potentiel fixé par la norme, à l'aide d'un transformateur d'essai spécial, les autres enroulements étant reliés à la masse. Le facteur limitant de cet essai peut être l'isolation moindre d'une borne de neutre (on parle alors d'isolation non uniforme) par rapport aux bornes de lignes.

Cet essai permet de vérifier l'ensemble de l'isolation d'un enroulement par rapport à son environnement (la cuve, les autres enroulements, etc.).

➤ Tension induite (essai individuel)

L'essai par tension induite applique à chaque enroulement, par phase donc, une tension proche de deux fois sa tension nominale. Il permet ainsi de tester son isolation entre spires, en appliquant près de deux fois la tension par spires nominale.

Cet essai est appliqué sur les enroulements en triphasé pour les petites puissances, ou selon des schémas monophasés particuliers dans les transformateurs de forte puissance dont le neutre est à isolation réduite. Cet essai est exécuté à une fréquence supérieure à 50/60 Hz (i.e. 200 Hz) pour éviter la saturation du circuit magnétique.

✓ **Tenue aux chocs : de foudre, de manœuvre (essai individuel)**

Les chocs de foudre et de manœuvre sont des fronts très hautes tensions très raides, donc de très haute fréquence. Les essais de réception de tenue aux chocs de foudre et manœuvre sont réalisés suivant la norme (IEC 60076-4, 2002), et les valeurs de tenue en tension sont normalisées (IEC 60076-3, 2000) en fonction de la tension maximale du transformateur. Lors de ces essais des phénomènes de transferts capacitifs, principalement, peuvent affecter les autres enroulements non essayés.

➤ **Choc de foudre**

Cet essai sert à vérifier la tenue de l'appareil à la surtension atmosphérique normalisée 1,2/50 μ s.

La répartition de tension à l'intérieur d'un enroulement est fonction du type d'enroulement et se fait principalement en fonction des capacités internes des enroulements, et non du nombre de spires. Par suite les enroulements sont le siège de surtensions importantes dont l'amplitude est fonction : du réglage, des positions électrique et géométrique des enroulements et de leur nature (couches, galettes, cuirassé).

➤ **Choc de manœuvre**

Cet essai sert à vérifier l'aptitude de l'isolation à supporter les surtensions de manœuvres, de type impulsionnelles, comme des manœuvres de disjoncteurs par exemple, qui peuvent apparaître en service. Les fronts sont d'amplitude moindre que les chocs de foudre et leur durée plus longue, de l'ordre de 200/1000 μ s.

✓ **Essai d'échauffement (essai de type)**

Cet essai de type est régi par la norme (IEC 60076-2, 1993). Il est réalisé avec un enroulement en court-circuit et une alimentation en tension suffisante pour faire circuler le courant nominal. De la sorte, le transformateur est chauffé comme s'il débitait à son régime nominal et des mesures sont réalisées lors de cet état stable. Elles permettent de vérifier que les garanties contractuelles d'échauffement maximum de l'huile et d'échauffement moyen du cuivre ne sont pas dépassées.

✓ **Essai de tenue au court-circuit (essai spécial)**

Les transformateurs doivent être conçus et construits pour résister sans dommage aux effets thermiques et mécaniques des courts-circuits extérieurs, suivant les conditions de la norme (IEC 60076-5, 2006).

Les moyens d'essais dans les laboratoires des usines ne permettent généralement pas de tester les transformateurs de grande puissance au court-circuit à pleine puissance. Les essais sont alors réalisés dans de très grands laboratoires comme la KEMA aux Pays-Bas.

Mesures autres : non électriques

✓ Niveau de bruit (essai spécial)

La mesure du bruit d'un transformateur se fait selon (IEC 60076-10, 2001). On distingue les mesures de puissance acoustique de la source, et de la pression acoustique à une distance déterminée.

Les sources de bruit sont principalement le circuit magnétique, par magnétostriction, et les pompes et ventilateurs utilisés pour le refroidissement.

✓ Thermographie Infrarouge (IR)

La thermographie infrarouge permet de repérer en particulier des extrémités de bornes mal boulonnées, qui par suite chauffent anormalement (Figure 49 avec une connexion à 34°C et l'autre à 104°C), ou des aéroréfrigérants qui fonctionnent mal.

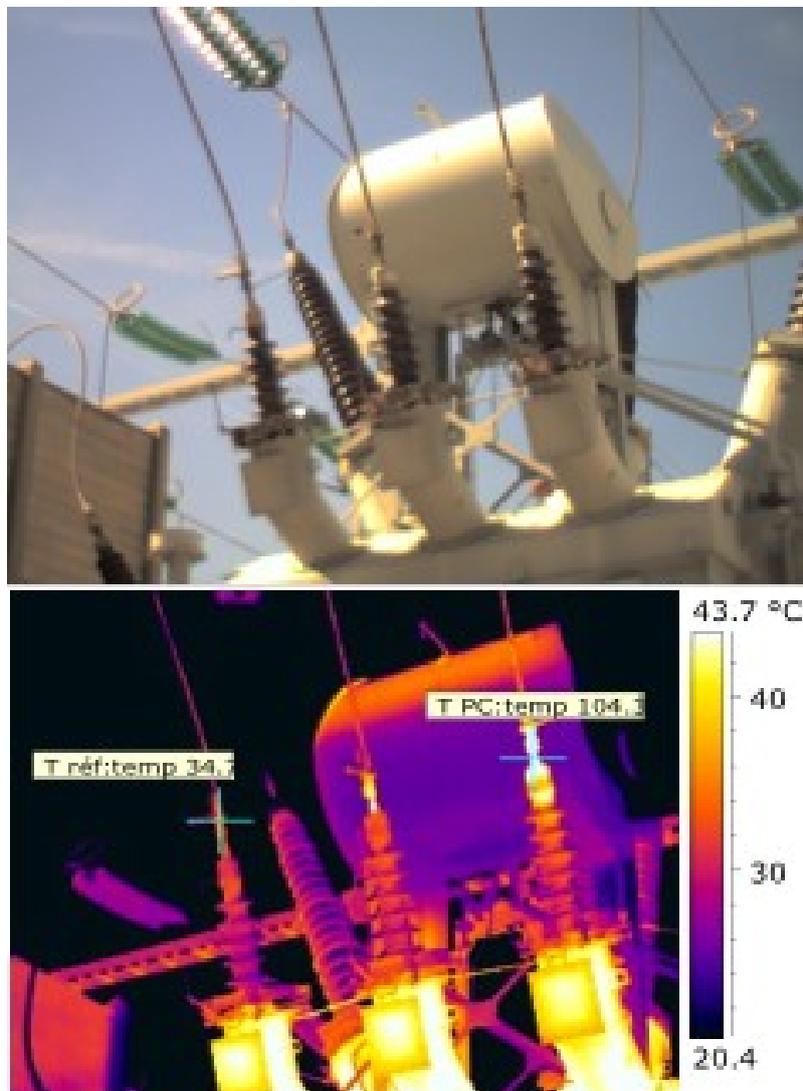


Figure 49 : Exemple de thermographie infrarouge sur une connexion mal boulonnée

Annexe D : Vieillessement du transformateur et analyses chimiques

Ce chapitre détaille quelques unes des mesures réalisées couramment sur l'huile pour le diagnostic, d'état ou de défaut, de transformateur. Les mesures du nombre de particules (IEC 60970, 2007), du facteur de dissipation de l'huile (tangente delta) (IEC 60247, 2004) et ses recherches (BLENNOW, et al., 2005) ne seront pas développées ici.

✓ Vieillessement du transformateur

Le vieillissement d'un transformateur peut intervenir principalement à deux niveaux :

1. **L'ensemble des équipements extérieurs à la cuve**, qui peuvent être soumis en particulier à diverses intempéries, de la rouille, le vieillissement de joints, etc.
2. **La dégradation des isolants internes**, solides (papiers) et liquides (huile). Ceux-ci pouvant perdre leurs qualités initiales, ce qui peut être un facteur favorisant des défauts de types diélectriques. Les principaux facteurs accélérant leur dégradation sont : la température, l'oxygène et l'humidité.

Les opérations de maintenance sur les équipements extérieurs ne doivent pas modifier les caractéristiques électriques ou chimiques d'un transformateur.

La dégradation des isolants solides ne peut être que constatée, et il est très difficile d'agir sur ce paramètre en dehors d'opérations conséquentes de rebobinage en usine.

La dégradation de l'isolant liquide peut être suivie par différentes mesures, qui auront tendance à se dégrader dans le temps, comme :

- ✓ **Des analyses sur l'huile**, détaillées plus loin dans cette annexe, telles : sa teneur en eau, son indice d'acidité, sa tension disruptive, ou son facteur de dissipation (tangente δ) ;
- ✓ **Des mesures électriques** : d'isolement ou de facteur de dissipation sur les enroulements, dans une certaine mesure.

A la différence de l'isolant solide, il est possible d'agir sur l'isolant liquide pour en améliorer ses caractéristiques à un instant donné, soit en changeant la charge d'huile (rare), ou en effectuant un traitement de l'huile.

Il existe ainsi plusieurs traitements de l'huile, réalisables la plupart du temps en usine ou sur site par des équipes spécialisées, suivant les moyens disponibles :

- ✓ **Retrait de l'humidité de l'huile** (1% de l'eau totale du transformateur), et des papiers (99% de l'eau totale du transformateur) si le traitement en température est assez long (jusqu'à plusieurs semaines). Il est typiquement réalisé par des machines spécifiques qui extraient l'eau de l'huile à des conditions de pression et température précises.
- ✓ **Retrait de l'acidité de l'huile**. Ce traitement particulier évite que l'acidité de l'huile, due à sa dégradation dans le temps, ne dégrade exagérément les isolants solides, sans nécessiter de changer la charge d'huile.
- ✓ **Retrait du PCB de l'huile**. Traitement qui ne devrait plus avoir lieu d'être en France légalement depuis la fin de l'année 2010.

✓ **Vieillessement du papier : dérivés furaniques et degré de polymérisation**

Le facteur prépondérant dans le vieillissement des transformateurs est le papier isolant, qui ne peut jamais être remplacé, en dehors du rebobinage des enroulements, ce qui est une opération exceptionnelle. Donc la durée de vie d'un transformateur est intrinsèquement liée à l'état de son papier isolant, qui vieillit sous l'effet du temps, de la température et de l'humidité (IEC 60076-7, 2005, §6).

Ce vieillissement se traduit par une dépolymérisation des chaînes de cellulose du papier, par la formation d'eau, de dérivés furaniques et d'oxydes de carbone (CO et CO₂). Cette dégradation du papier provoque une altération de ses propriétés mécaniques, mais n'altère pas les propriétés diélectriques du complexe papier-huile.

➤ **Degré de Polymérisation**

Le degré de polymérisation d'un papier est mesuré par la méthode viscosimétrique (IEC 60450, 2007) : l'échantillon de papier est dissous dans un produit dont on mesure la viscosité intrinsèque. Cette viscosité est en relation directe avec l'état de polymérisation moyen de l'échantillon. Plus le degré de polymérisation est élevé, plus les chaînes de celluloses sont longues, et plus le papier est en bon état. Un papier neuf aura un degré de polymérisation de l'ordre de 1000 alors qu'un papier en fin de vie sera de l'ordre de 200.

Cette mesure nécessite un prélèvement de papier isolant ce qui n'est pas évident en pratique. De plus, des études ont montré qu'au sein d'un même transformateur on pouvait relever une très grande variation de cette mesure, selon l'emplacement des échantillons mesurés.

➤ **Dérivés Furaniques**

Lorsque les isolants cellulosiques se dégradent, il y a production de composés spécifiques nommés « dérivés furaniques » dissous dans l'huile. Leur mesure (IEC 61198, 1993), via un échantillon non intrusif, puis leur interprétation permettent de diagnostiquer la dégradation éventuelle des isolants cellulosiques, comme une dégradation du papier liée à un vieillissement de l'appareil ou à une dégradation par défaut thermique.

Cette analyse est réalisée généralement sur des appareils anciens de plusieurs dizaines d'années.

Des modèles sont développés pour faire le lien entre les dérivés furaniques, qui est une mesure simple à mettre en œuvre, et le degré de polymérisation (PABLO & PAHLAVANPOUR, 1997), qui est une mesure intrusive mais plus caractéristique. Entre les imprécisions de mesures et la variabilité des résultats pratiques, aucun modèle absolu n'a encore fait l'unanimité. Cependant ces deux mesures permettent une estimation de l'état des papiers isolants et donc, en partie, de la durée de vie restante de l'appareil.

Des recherches récentes de nouveaux traceurs caractéristiques, comme le méthanol, sont en cours entre EDF R&D et Hydro-Québec au Canada (DENOS, TANGUY, GUUINIC, JALBERT, GILBERT, & GERVAIS, 2010) toujours pour essayer de déterminer le vieillissement du transformateur à travers les analyses d'huile en particulier.

✓ Tension disruptive de l'huile

La tenue diélectrique (ou tension de claquage, ou tension disruptive) des éléments dans un transformateur est calculée lors de sa conception pour une certaine qualité d'huile. Si cette tenue diélectrique diminue, un risque d'amorçage interne entre pièces sous tension peut advenir.

Cette capacité de l'huile à tenir la tension est mesurée par l'essai de tension disruptive, ou de claquage, dans des conditions précises. En Europe la mesure est principalement effectuée suivant la norme (IEC 60156, 1995), avec une montée en tension suivant une rampe de 2 kV/s entre deux électrodes sphériques écartées de 2,5 mm jusqu'à amorçage entre les électrodes.

Si l'huile est acide, chaude, ou possède des particules et que sa teneur en eau est importante, alors la valeur de tension disruptive aura tendance à diminuer par rapport à de l'huile neuve.

La valeur de tension disruptive est de l'ordre de 90 kV pour une huile neuve à 20°C, et peut diminuer jusqu'à quelques dizaines de kV pour une huile usagée.

✓ Teneur en eau de l'huile

La teneur en eau dans l'huile est mesurée en parties par million (ppm) suivant la norme (IEC 60814, 1997). Elle diminue la tenue diélectrique de l'huile, et accélère la dégradation des isolants solides et liquides. De plus la saturation d'eau dans l'huile augmente avec la température et l'acidité.

Sur la quantité d'eau totale contenue dans un transformateur seulement 1% environ est dissoute dans l'huile, les 99 % restants étant dans les papiers isolants. Des courbes expérimentales, de Fabre-Pichon ou d'Oomen, ont été tracées pour des huiles neuves et font le lien entre la teneur en eau dans l'huile, la température et la quantité d'eau en pourcentage de la masse de papier. Ces dernières valeurs vont de 1 % pour des papiers neufs, à 4 % pour des papiers très humides, pour lesquels un traitement d'huile retirant cette eau est nécessaire.

✓ Acidité de l'huile

Une huile neuve n'est pas acide, c'est avec le temps qu'elle peut s'oxyder, sans inhibiteurs, et le risque principal est de dégrader les papiers isolants. La norme (IEC 60422, 2005) donne des recommandations sur les niveaux maximum admissibles : 0,15 mg KOH/g d'huile actuellement. La mesure de pH n'étant pas réalisable dans l'huile, la mesure consiste à neutraliser l'échantillon avec du KOH, et c'est cette quantité qui est représentative du niveau d'acidité dans l'échantillon d'huile.

Les facteurs accélérant cette oxydation de l'huile sont la température, le contact avec l'oxygène de l'air (via les conservateurs respirant), et la teneur en eau de l'huile.

Annexe E : Choix informatiques

✓ La conception orientée objet

Depuis plusieurs dizaines d'années le génie logiciel s'est orienté massivement vers de la programmation orientée objet (BLAHA & RUMBAUGH, 2005) pour des raisons d'efficacité de programmation, de maintenabilité du code et de réutilisation de composants (objets) déjà créés.

Cette approche est l'aboutissement de plusieurs constats et recherches sur les méthodes de programmations successives, et leur efficacité à gérer au mieux des projets complexes.

Au lieu de centrer la programmation uniquement sur des commandes linéaires, on crée des objets informatiques qui représentent des objets réels.

A ces objets on définit des « attributs », ses caractéristiques propres, et des « méthodes », des fonctions qui lui sont propres. On va créer une classe générale dont on va instancier des objets particuliers, réels, sur lesquels on travaille.

Par exemple définissons la classe « Analyse d'huile » avec comme attributs : « Numéro », « Hydrogène » et comme méthode : « Diagnostic ». Cette méthode déclarant un point chaud si « Hydrogène » est supérieur à 20.

Travaillant sur une analyse d'huile réelle un objet « Analyse d'huile » est créé, soit une instance de la classe « Analyse d'huile », d'attributs : « Numéro » = 01, et « Hydrogène » = 100. Pour réaliser un diagnostic de cet objet la méthode « Diagnostic » de cet objet réel est appelée, celle-ci va exécuter le code correspondant et diagnostiquer, ici, un point chaud car « Hydrogène » est supérieur à 20.

De façon similaire, le transformateur peut être décomposé en plusieurs objets qui pourront travailler chacun à leur niveau. Certains objets de plus haut niveau (diagnostic global par exemple) pourront gérer les diagnostic de plusieurs autres objets de plus bas niveau (interprétations de diverses mesures par exemple).

Cela permet de modulariser tout élément du transformateur pouvant être pris séparément ou dans un tout, dans l'idée des systèmes multiagents. De plus l'évolution d'un élément particulier entrainera automatiquement l'amélioration de l'ensemble du système lorsqu'il est utilisé.

Les principaux langages de programmation objets actuellement utilisés sont Java, C++ et Python.

✓ **Python : un langage de programmation objet puissant**

Après de nombreuses recherches sur les langages de programmation orientée objet existants, mon choix s'est porté sur Python. C'est un langage open source orienté objet généraliste, puissant, et relativement simple d'approche, ce qui contribue en grande partie à son efficacité. Le programmeur s'orientant plus sur ce qu'il veut coder, que sur comment il doit le coder, pour que cela fonctionne.

De plus Python possède de nombreux modules de base intégrés pour de nombreuses opérations informatiques ou scientifiques. Une attention particulière sur la documentation a toujours été de mise dès ses premiers jours. Ainsi les documentations sont nombreuses, complètes et presque toujours agrémentées d'exemples concrets. Enfin il existe de la littérature de qualité sur le sujet, même en français (ZIADE, 2009), (SWINNEN, 2010), (CORDEAU, 2010).

D'autre part Python est de plus en plus utilisé par des industriels, comme Google, Yahoo ou la recherche scientifique selon les domaines.

Enfin la communauté autour de Python est relativement importante et structurée, il est donc possible de trouver de l'aide aisément.

J'ai donc décidé d'utiliser Python 3.X pour la réalisation informatique de mon outil.

D'autre part j'ai utilisé tout au long de cette thèse l'environnement de développement Python « Wing IDE » qui est excellent, offre de nombreuses options extrêmement utiles et a le mérite d'exister en français !

✓ **Base de données : SQLite**

A un moment il a été nécessaire stocker les données de cas de diagnostic traités, afin de permettre leur traitement informatique de manière rapide, efficace et systématique.

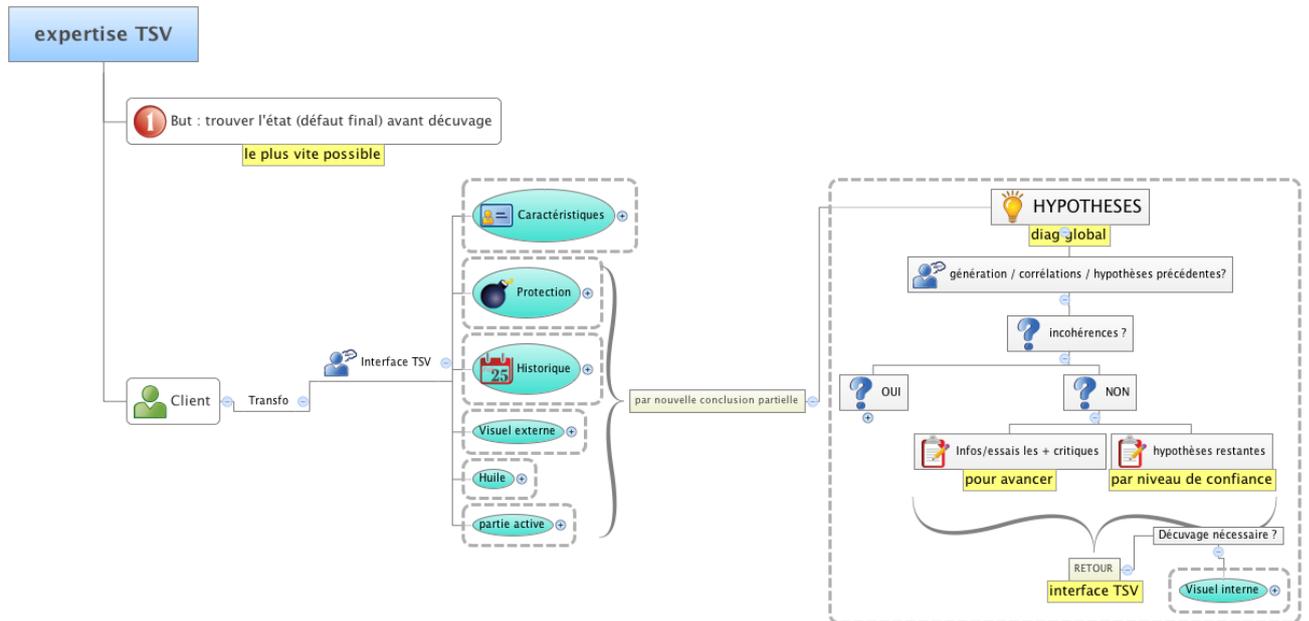
Le choix de la base de données a été fixé par sa simplicité de mise en place et d'utilisation, l'informatique devant être une aide, et non un outil ultra sophistiqué ralentissant la mise en œuvre de la programmation voulue. L'adaptation de la base de données sur le long terme ne serait qu'un problème d'interfaçage, judicieux, après coup, si la nécessité de migrer vers une base de données plus complexe se présentait.

Le choix de SQLite s'est imposé comme interagissant nativement avec Python, et son utilisation étant relativement simple par rapport à d'autres base de données. Elle est open source, entièrement codée dans un fichier unique, et ne permet pas les multi accès simultanés. Elle est donc particulièrement utile dans les applications dites embarquées, non distribuées, ce qui est le cas dans cette étude, au moins dans un premier temps.

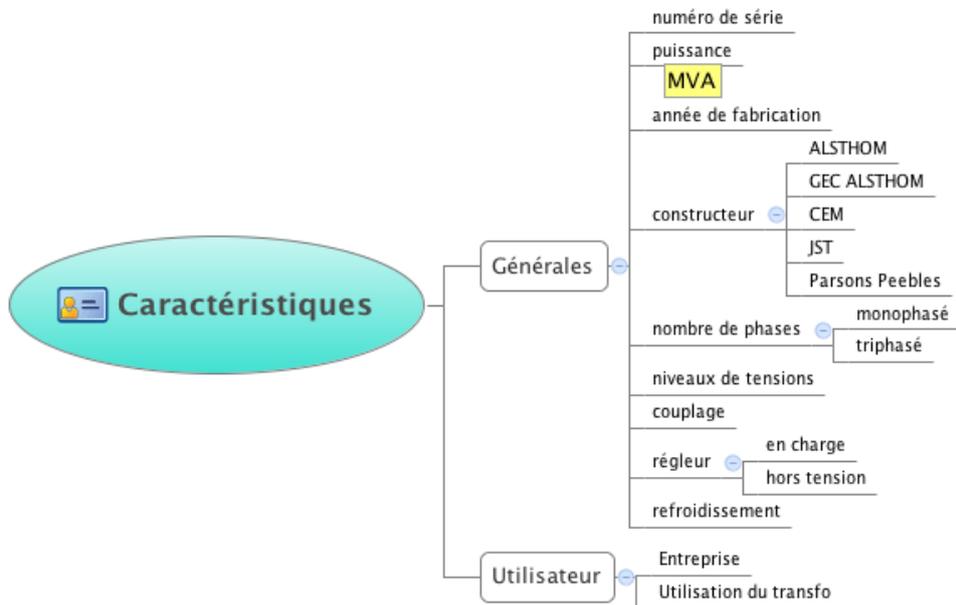
Enfin de nombreux systèmes embarqués l'utilisent comme Firefox, Google, GE, Adobe, McAfee, Toshiba, etc.

Annexe F : Détail des informations de la première formalisation

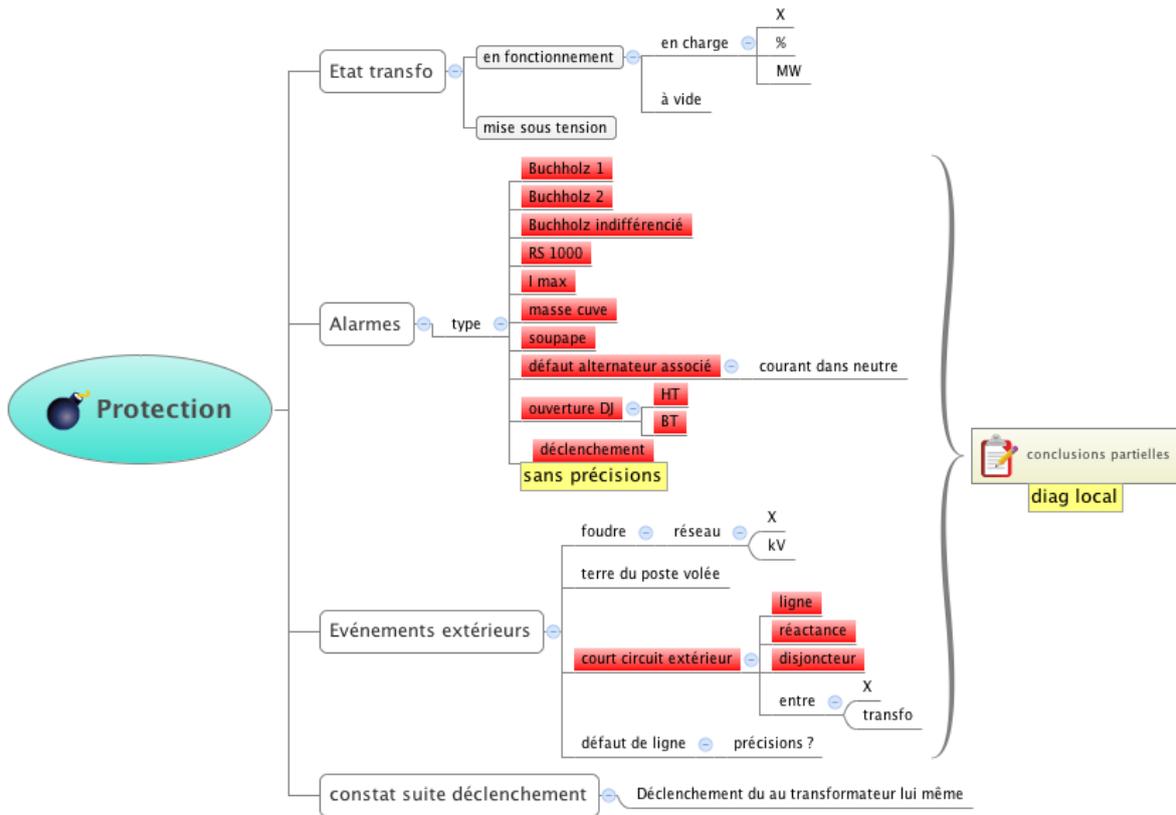
- ✓ Schéma général, par catégorie d'informations



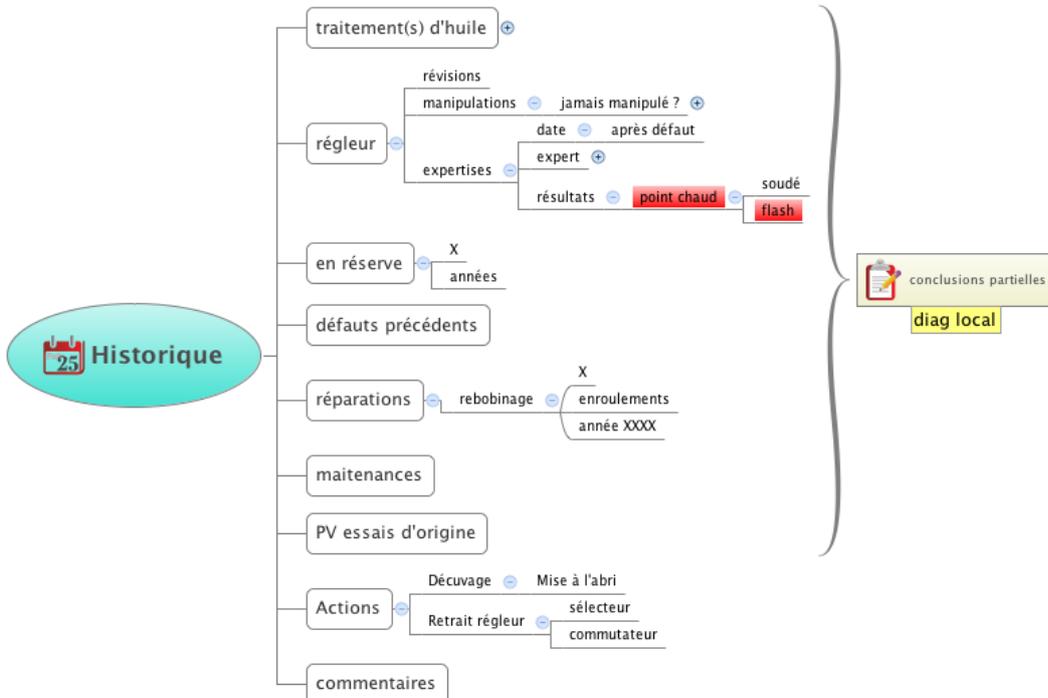
- ✓ Caractéristiques générales



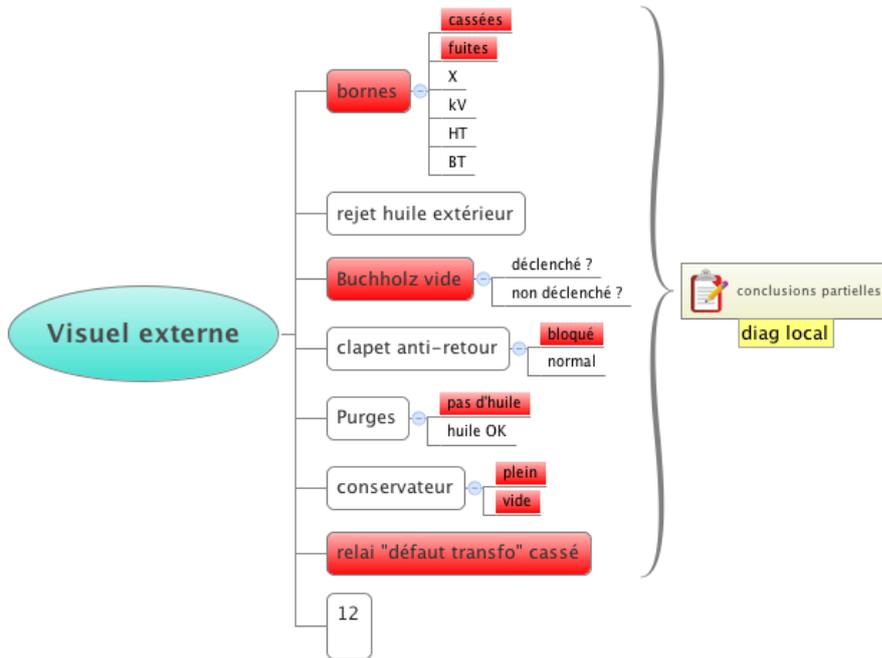
✓ Protections



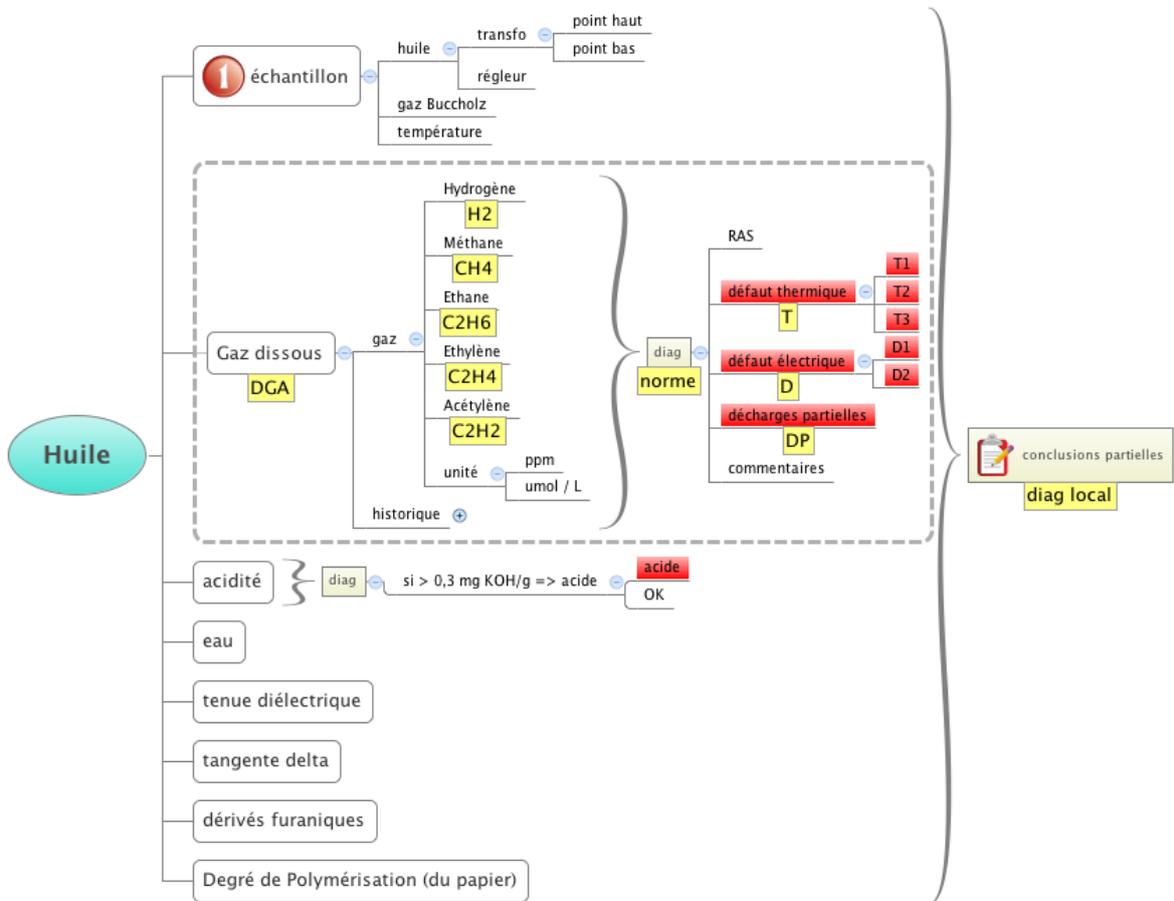
✓ Historique



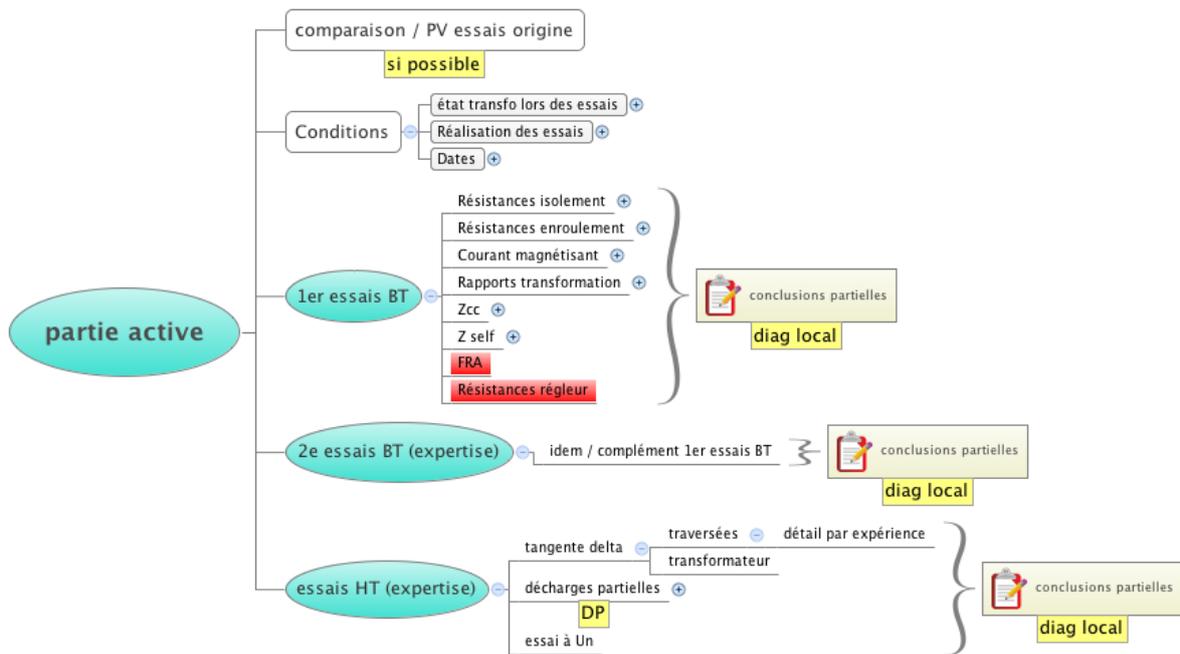
✓ Visuel externe



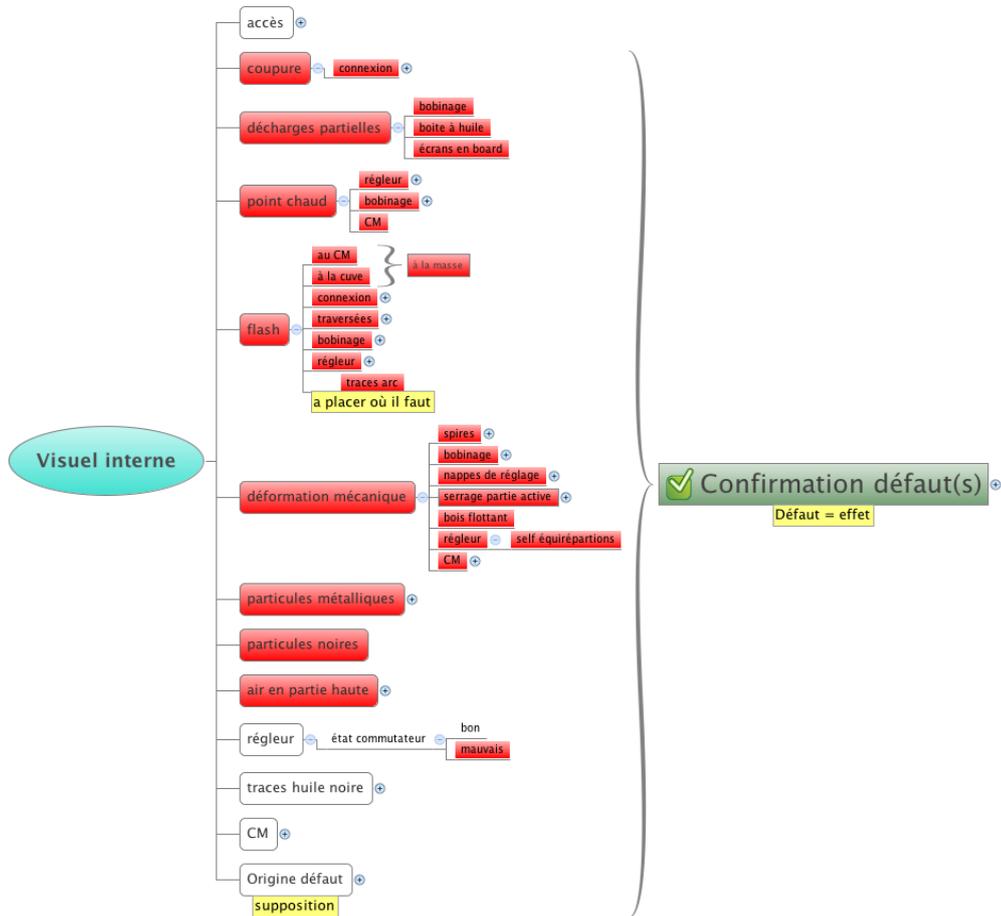
✓ Huile



✓ Partie active (= essais électriques). Non détaillé par type d'essai.



✓ Visuel interne (= défauts)



Annexe G : Détails de méthodes fondées sur la base de cas

✓ 1ère exploitation de la base : méthodes à base de moyennes et pondérations

Ces méthodes examinent tous les cas passés de la base correspondant à un défaut Di. Ensuite chacune des entrées renseignés (Ei) dans au moins un de ces cas est retenue pour l'analyse de la signature du défaut Di. Sa valeur dans la signature est égale à la moyenne des 0 et des 1 renseignés pour tous les cas du défaut Di dans la base, les X n'étant alors pas pris en compte. Une nouvelle base « moyennée » de signature de défauts est ainsi créée. Elle liste les 14 défauts, simples ou multiples, rencontrés dans la base. Un exemple est donné sur la Figure 45 : Exemple de signatures moyennées sur la base (appelée ci-dessous).

Défaut	E1	E2	E3	E4
D1	0,3	X	0	1
D2	1	0,8	0,2	X
D3	0	X	1	0,75

Ainsi, les entrées moyennées à 1 l'ont toujours été dans la base de cas, celles à 0 aussi. Mais celles comprises entre 0 et 1, ont été au moins une fois à 0 et une fois à 1 pour un même type de défaut. Elles correspondent aux entrées sensibles au niveau de défaut. Cela ne signifie pas que les autres ne le soient pas, simplement cela n'apparaît pas dans les cas déjà expertisés.

La comparaison des entrées d'un nouveau cas, à 0 ou 1 donc, avec les entrées moyennées correspondantes associées à chaque défaut, a donné lieu à deux méthodes de calcul de confiance proches. L'indice de confiance de chaque hypothèse est initialisé à zéro, il évolue à chaque comparaison d'une entrée renseignée du nouveau cas avec l'entrée moyennée correspondante associée au défaut, si elle est renseignée.

1. **Un calcul de confiance uniquement positif** (Méthode moyennée positivement). L'indice de confiance est incrémenté de la valeur $(1 - |\text{différence entre les 2 entrées}|)$. Il ne peut donc qu'être stable ou croissant à chaque comparaison. Il est fortement croissant si les deux valeurs comparées sont similaires (0 et 0 ; 1 et 1 ; 0,8 et 1, etc.). Il est stable ou faiblement croissant si elles sont différentes (1 et 0 ; 0 et 1 ; 0,2 et 1, etc.). L'indice de confiance total final d'une hypothèse a de plus été pondéré par deux coefficients multiplicateurs. Un relatif à la fréquence d'utilisation d'une entrée relativement au nombre de cas du défaut de l'hypothèse considérée, pour essayer de minimiser les entrées apparaissant peu souvent, et renforcer les autres. Un autre coefficient fort est appliqué sur la confiance finale si une des entrées du nouveau cas diagnostiqué caractérise un seul et unique défaut parmi toutes les signatures de défaut. Cela permettant de faire ressortir les défauts fortement caractérisés par des entrées qui leurs sont très significatives.

Deux problèmes ont alors été rencontrés. Quelque soit le nouveau cas, presque toutes les hypothèses sont retenues : la méthode n'est pas du tout discriminante. De plus le calcul de confiance, relativement empirique, est difficilement justifiable, et donne souvent des résultats étranges, et parfois même faux.

2. **Un calcul de confiance positif, ou négatif** (Méthode moyennée positivement et négativement). A la différence de la méthode précédente, l'indice de confiance est incrémenté de la valeur : $(1 - 2 \cdot \text{moyenne de l'entrée})$ si l'état de l'entrée du cas diagnostiqué est 0 ; ou de $(2 \cdot \text{moyenne de l'entrée} - 1)$ si l'état de l'entrée est 1. Toute hypothèse ayant un indice de confiance total inférieur ou égal à zéro étant rejetée. Dans cette méthode, aucune surpondération n'est appliquée en raison de meilleurs résultats qu'avec la méthode précédente lors des premiers essais.

Bien que cette méthode soit plus discriminante que la précédente, le calcul de confiance, toujours relativement empirique, n'est que peu significatif. Il ne prend en compte que peu des entrées très significatives pour un défaut donné, mais dont la variabilité (des 0 et des 1) est forte pour un type de défaut donné dans la base de cas.

✓ **Conclusion des méthodes moyennées sur la base**

Ces méthodes constituent une première approche intéressante pour cumuler l'expérience de la base. Cependant la petite taille actuelle de la base, ainsi que le grand nombre de types de défauts différents, et la forte variabilité des entrées par type de défauts, rendent ces méthodes de moyennes empiriques et non discriminantes.

✓ 2nde exploitation de la base : méthodes combinatoires

Afin de s'affranchir de ces incomplétudes, et de la variabilité de nombreuses entrées selon plusieurs défauts, des approches purement combinatoires ont été mises en place.

1. **Une comparaison à chaque cas de la base** (Méthode combinatoire / base). La signature du nouveau cas est comparée aux signatures des 28 cas répertoriés dans la base de cas. Seules sont prises en compte les entrées renseignées. Pour chaque hypothèse, si l'une au moins des entrées diffère, l'indice de confiance de l'hypothèse est égal à 0. Sinon il est égal au nombre d'entrées simultanément renseignées dans la signature de l'hypothèse et du nouveau cas (forcément égales).

Une fois le nouveau cas comparé à tous les cas de la base, il est possible pour chacun des types de défaut, simple ou multiple, répertorié, de faire la somme ou la moyenne, ou de retenir la valeur maximum des indices de confiance des cas correspondant à cette hypothèse de défaut.

La moyenne est la plus significative, car elle n'est pas influencée par le nombre de cas pour lequel le défaut a été diagnostiqué (cas de la somme), et est moins influencée par le nombre d'entrées renseignées lors de l'expertise (cas de la méthode de la confiance maximum).

En revanche, cette méthode combinatoire en général est directement liée au nombre d'entrées renseignées pour chacun des cas de la base. Elle ne cumule pas toute la richesse possible des différentes entrées caractéristiques d'un même type de défaut présent dans plusieurs cas de la base. Ce qui peut faire perdre des informations intéressantes, si un nouveau cas est mieux renseigné que chacun des cas déjà présents dans la base pour un défaut donné. De plus, la variabilité potentielle de certaines entrées (1 ou 0 pour un même type de défaut, dans différent cas), peut rapidement amener à zéro la confiance en des hypothèses scannées du même défaut (réel) que le cas recherché.

2. **Une comparaison avec des signatures combinatoires sûres** (Méthode combinatoire / signatures sûres). Afin de pallier le problème de la complétude des informations, et de s'affranchir de la variabilité des entrées, pour un type de défaut, un système de signatures a été mis en place. Pour chaque type de défaut, sont ignorées toutes les entrées qui ont été variables au moins une fois (1 et 0 pour un même type de défaut, au moins dans deux cas de la base). Les autres entrées renseignées dans la base de cas, qui n'ont jamais été variables (en ignorant donc les X), pour un type de défaut sont établies en tant que signature « sûre ». Par comparaison exclusive entre le nouveau cas et chacune de ces signatures, on est plus consistant, mais il y a deux risques majeurs :

1) se priver d'informations variables qui pourraient être très significatives, mais qui juste UNE fois sur l'ampleur d'un défaut ont été différentes ;

2) exclure rapidement des hypothèses de défaut, dont celle du défaut réel (recherché), car les informations restées comme sûres dans la signature, et qui sont peu renseignées dans la base (donc beaucoup de X) pour un même type de défaut, peuvent être variables.

✓ **Exemples**

Toujours avec l'étude de cas N°10, présentant un défaut « **Flash_spires + Meca_Bobine** », certaines de ces entrées (Tableau 13) ont été utilisées dans les méthodes de diagnostic présentées, et donnent les résultats suivants.

ElecBT_FRA	1
ElecBT_I_mag_fort	1
ElecBT_R_Isolement	0
ElecBT_Rapport_transfo	0
ElecBT_Zcc	1

Tableau 13 : Entrées utilisées pour un exemple de méthodes de diagnostic

✓ **Hypothèses de défauts, selon la « Méthode moyennée positivement »**

79	CC_spires + Meca_Bobine	14	Flash_spires
25	Coupure	14	PointChaud_PA
25	CC_spires + Isolement_PA	7	Flash_CPC_Commutateur
25	Flash_spires + Meca_Bobine	7	DP
21	DP + Meca_Bobine	7	Isolement_PA
18	Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	4	Flash_spires + Isolement_PA
18	CC_spires	4	Coupure + Isolement_PA

Le vrai défaut arrive en 2ème position ex-æquo. Bien, qu'en tant d'expert, le premier défaut « CC_spires + Meca_Bobine » et le défaut réel « Flash_spires + Meca_Bobine » soient très proches dans la réalité, cela ne justifie par un écart de confiance, de 79 à 25, soit un facteur 3. De plus, avec seulement cinq entrées insérées dans cette méthode, les hypothèses pour l'ensemble des 14 types de défauts définies dans le système sont proposées, avec des confiances diverses cependant.

✓ **Hypothèses de défauts, selon la « Méthode moyennée positivement et négativement »**

- 5 Flash_spires + Meca_Bobine**
- 4 DP + Meca_Bobine

Ces hypothèses sont rendues possibles par le fait que les entrées, avec leur état, sont compatibles avec les signatures moyennées de ces deux défauts. Or dans le Tableau 7 : Répartition des défauts des 28 expertises (p. 98) on peut remarquer que ces deux défauts n'apparaissent qu'une fois dans la base de cas.

✓ **Hypothèses de défauts selon la « Méthode combinatoire / base », par la moyenne (M)**

M = 5.0	Flash_spires + Meca_Bobine	M = 0.5	Flash_spires
M = 4.0	DP + Meca_Bobine	M = 0.5	PointChaud_PA
M = 2.5	CC_spires + Meca_Bobine	M = 0.5	CC_spires
M = 2.0	Flash_CPC_Commutateur + Meca_Bobine	M = 0.3	Coupure
		M = 0.2	CC_spires + Isolement_PA

Cette méthode présente ici un bon résultat, ce qui est normal vu que l'on teste un cas de la base, alors que la méthode utilise cette base. De plus il n'y a qu'un seul « Flash_spires + Meca_Bobine » dans la base donc il ne peut que correspondre à ces entrées. On remarquera que pour 5 entrées renseignées, on obtient 9 hypothèses de défauts. Cette méthode n'est pas discriminante.

✓ **Hypothèses de défauts selon la « Méthode combinatoire / signatures sûres »**

5 Flash_spires + Meca_Bobine

4 DP + Meca_Bobine

Cette méthode est efficace et discriminante, mais au prix de l'ignorance de beaucoup d'informations, et sans oublier que cet exemple est toujours issu de la base sur laquelle se construit la méthode de diagnostic. Enfin, vu que ce défaut est l'unique de la base, sa signature est automatiquement la même que celle définie dans le cas enregistré dans la base. Les résultats sont beaucoup moins probants quand le cas essayé est retiré de la base pour construire la signature du défaut considéré. En effet, de nombreux défauts n'apparaissent qu'une seule fois dans la base.

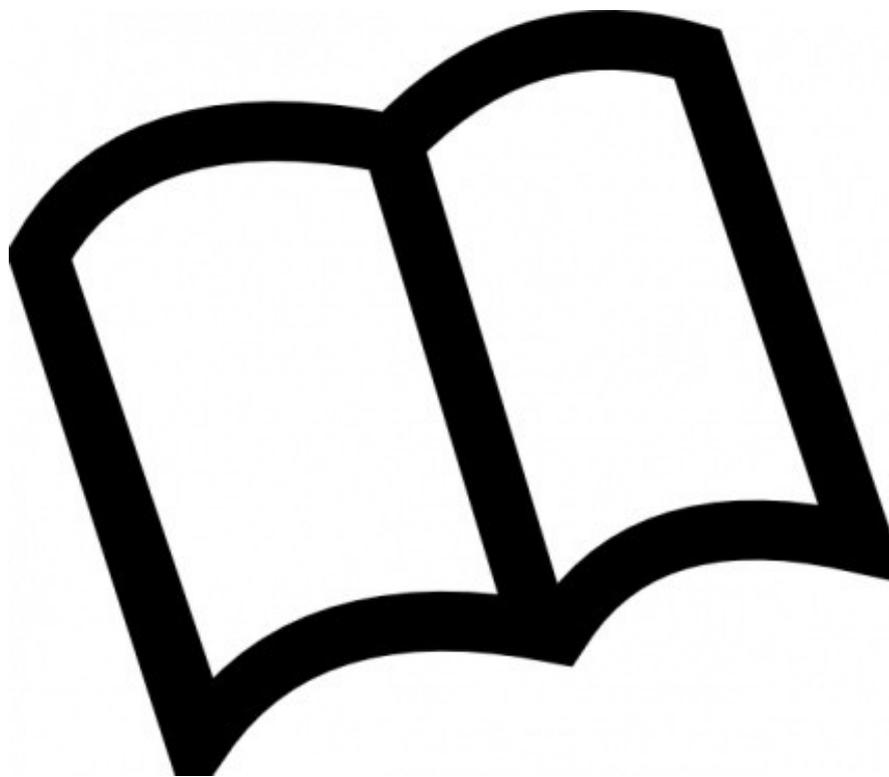
✓ **Résultats de validation des différentes méthodes, incluant celles présentées en annexe**

Voici le Tableau 14 qui est le Tableau 12 : Résultats de validation de l'efficacité des méthodes de diagnostic incluant les deux méthodes sur fondées sur la base des cas qui ont été créés en premier avec les méthodes basées sur la moyenne, et les méthodes combinatoires.

	<i>N Cas</i>	Méthode Finale	Moyennage positif	Moyennage positif/négatif	Combinatoire sur la base	Combinatoire signatures
Test 28 cas / base complète	28	64 + 36 % (1,6)	71 + 4 % (14)	86 + 7 % (2,8)	89 + 4 % (9,7)	86 + 14 % (1,8)
Test 28 cas / base amputée d'1 cas	28	64 + 36 % (1,6)	36 + 4 % (13,8)	61 + 7 % (2,8)	54 + 11 % (9,5)	61 + 4 % (1,5)
Test 28 cas / base complète - 3 entrées	5185	55 + 39 % (2,0)	85 + 3 % (13,9)	90 + 9 % (2,6)	90 + 4 % (9,7)	91 + 8 % (1,9)
Test 28 cas / base amputée d'1 cas - 3 entrées	5185	55 + 39 % (2,0)	35 + 4 % (13,6)	52 + 9 % (2,6)	41 + 8 % (9,3)	55 + 7 % (1,6)

Tableau 14 : Résultats de validation de l'efficacité des méthodes de diagnostic (complétés avec 2 méthodes sur la base en plus)

- ✓ Les méthodes de « Moyennage positif », première méthode développée, et de « Combinatoire sur la base », première méthode combinatoire, sont très peu discriminantes. Les méthodes de « Moyennage positif/négatif », et « Combinatoire par signatures sûres » ayant respectivement suivi le développement des précédentes, sont beaucoup plus discriminantes que celles-ci.



Liste des figures

FIGURE 1 : TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	14
FIGURE 2 : RESEAU ELECTRIQUE TYPE.....	15
FIGURE 3 : EXEMPLE D'INSTALLATION D'ELECTROMETALLURGIE : FOUR ALIMENTE EN COURANT CONTINU	17
FIGURE 4 : SCHEMA DE PRINCIPE D'UN TRANSFORMATEUR MONOPHASE.....	20
FIGURE 5 : SCHEMA ELECTRIQUE D'UN TRANSFORMATEUR REEL.....	20
FIGURE 6 : DIAGRAMMES DE KAPP	21
FIGURE 7 : COUPE D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE.....	25
FIGURE 8 : ENROULEMENT DE TRANSFORMATEUR.....	26
FIGURE 9 : DISPOSITION RELATIVE DES ENROULEMENTS (COUPE D'UN ½ ENROULEMENT).....	26
FIGURE 10 : HYSTERESIS DU CIRCUIT MAGNETIQUE	27
FIGURE 11 : CIRCUIT MAGNETIQUE TRIPHASE A 3 COLONNES	27
FIGURE 12 : AEROREFRIGERANT	29
FIGURE 13 : RADIATEURS SUR UN TRANSFORMATEUR	29
FIGURE 14 : SCHEMA D'UN REGLEUR HORS TENSION.....	29
FIGURE 15 : REGLEUR EN CHARGE MR TYPE M	30
FIGURE 16 : TRAVERSEE CONDENSATEUR HAUTE TENSION.....	31
FIGURE 17 : PRINCIPE DU MECANISME DE DEFAUT	35
FIGURE 18 : EXPLOSION DE TRANSFORMATEUR	36
FIGURE 19 : AMORÇAGE FRANC ENTRE SPIRES	37
FIGURE 20 : EFFORT ELECTRODYNAMIQUE FRANC.....	37
FIGURE 21 : POINT CHAUD SUR CONNEXION BOULONNEE	40
FIGURE 22 : ECHAUFFEMENT EXCESSIF D'UN ENROULEMENT	40
FIGURE 23 : SCHEMA D'UNE BOUCLE DE COURANT DE DEFAUT AVEC LE CIRCUIT MAGNETIQUE (CM).....	41
FIGURE 24 : PROBLEME DE TRANSPORT.....	42
FIGURE 25 : JOINT DE TRAVERSEE ECRASE	42
FIGURE 26 : AMORÇAGE ENTRE ENROULEMENTS	50
FIGURE 27 : AMORÇAGE ENTRE SPIRES, SANS COURT-CIRCUIT ENTRE-ELLES	50
FIGURE 28 : COURT-CIRCUIT ENTRE SPIRES.....	50
FIGURE 29 : AMORÇAGE DU CORPS INSERABLE D'UN REGLEUR EN CHARGE	50
FIGURE 30 : DECHARGES PARTIELLES SUR DES CALES.....	52
FIGURE 31 : POINT CHAUD SUR LE SELECTEUR D'UN REGLEUR EN CHARGE	52
FIGURE 32 : COUPURE SUITE A LA FUSION D'UN CONDUCTEUR	52
FIGURE 33 : DEFORMATION MECANIQUE D'UN ENROULEMENT	52
FIGURE 34 : SCHEMA D'UN RELAIS BUCHHOLZ	55
FIGURE 35 : EXEMPLE DE TROIS SIGNATURES DE FRA	68
FIGURE 36 : MODELISATION D'UN TRANSFORMATEUR EN SELF ET CAPACITES	68
FIGURE 37 : CONFIRMATION VISUELLE DE DEFORMATION D'ENROULEMENT C.....	78
FIGURE 38 : EXEMPLE DE SYNTHESE DU CAS ETUDIE.....	79
FIGURE 39 : SCHEMA DU FACTEUR DE DISSIPATION (DF), OU TANGENTE DELTA	82
FIGURE 40 : SCHEMA GENERAL DE L'OUTIL D'AIDE AU DIAGNOSTIC	92
FIGURE 41 : REPARTITION DES AGES DES TRANSFORMATEURS EXPERTISES	96
FIGURE 42 : REPARTITION DES TENSIONS NOMINALES MAXIMALES DES TRANSFORMATEURS EXPERTISES.....	96
FIGURE 43 : PRINCIPE DE STOCKAGE DES EXPERTISES DANS UNE BASE DE CAS	101
FIGURE 44 : BASE DE CAS EXPERTISES, COMPLETES.....	102
FIGURE 45 : EXEMPLE DE SIGNATURES MOYENNEES SUR LA BASE	103
FIGURE 46 : TABLE ETABLIE PAR L'EXPERT	108

FIGURE 47 : TECHNOLOGIE COLONNE	120
FIGURE 48 : TECHNOLOGIE CUIRASSEE	120
FIGURE 49 : EXEMPLE DE THERMOGRAPHIE INFRAROUGE SUR UNE CONNEXION MAL BOULONNEE	126
FIGURE 50 : DETAIL DE L'ETUDE SUR LES ENTREES COMPLEMENTAIRES	141

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : EXEMPLE DE PLAQUE SIGNALÉTIQUE (PARTIELLE)	24
TABLEAU 2 : TRADUCTION DES TERMES DU TRANSFORMATEUR.....	25
TABLEAU 3 : DEFAUTS RETENUS ET LEURS CODES ASSOCIÉS.....	48
TABLEAU 4 : INFORMATIONS FACTUELLES TEMPORAIRES RETENUES ET LEURS CODES ASSOCIÉS.....	53
TABLEAU 5 : UTILITÉ DES GRANDES FAMILLES DE MESURES POUR LA DÉTECTION DE DEFAUTS.....	57
TABLEAU 6 : MESURES RETENUES ET LEURS CODES ASSOCIÉS	59
TABLEAU 7 : RÉPARTITION DES DEFAUTS DES 28 EXPERTISES.....	98
TABLEAU 8 : CALCUL DES INDICES DE CONFIANCE DES HYPOTHÈSES PAR COMPARAISON DES SIGNATURES D'EXPERT AUX NOUVELLES ENTRÉES	107
TABLEAU 9 : RÉSULTATS DE JONCTION DE PLUSIEURS DEFAUTS SIMPLES POUR UN DÉFAUT MULTIPLE	109
TABLEAU 10 : EXEMPLE DE SIGNATURES EXPERTES	110
TABLEAU 11 : ENTRÉES COMPLÉMENTAIRES PROPOSÉES POUR L'EXEMPLE	112
TABLEAU 12 : RÉSULTATS DE VALIDATION DE L'EFFICACITÉ DES MÉTHODES DE DIAGNOSTIC.....	114
TABLEAU 13 : ENTRÉES UTILISÉES POUR UN EXEMPLE DE MÉTHODES DE DIAGNOSTIC.....	139
TABLEAU 14 : RÉSULTATS DE VALIDATION DE L'EFFICACITÉ DES MÉTHODES DE DIAGNOSTIC (COMPLÈTES AVEC 2 MÉTHODES SUR LA BASE EN PLUS)	140

BIBLIOGRAPHIE

ABB. (2007). *Service Handbook for Transformers*.

ABB. (2007). *Short-circuit Duty of Power Transformers*.

B. ABEYWICKRAMA, K. N., V.SERDYUK, Y., & GUBANSKI, S. M. (2006, Juillet). Exploring Possibilities for Characterization of Power Transformer Insulation by Frequency Response Analysis (FRA). *IEEE Transactions on power delivery*, 21 NO. 3, pp. 1375-1382.

BANOVIC, M., SANCHEZ, J., & BELMILOUD, M. (2010). Practical verification of DGA automatic diagnosis for power transformers with new VEV method for second level of diagnosis resolution. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis 2010*, (pp. 938-941). Tokyo, Japan.

BLAHA, M., & RUMBAUGH, J. (2005). *Modélisation et conception orientées objet avec UML 2*. Pearson Education France.

BLANC, R., BUFFIERE, G., TAISNE, J.-P., TANGUY, A., GUUINIC, P., LONG, P., et al. (2008). Transformer refurbishment policy at RTE conditioned by the residual lifetime assessment. CIGRE.

BLENNOW, J., WALCZAK, K., DERNFALK, A., GARCIA, B., BARTNICKI, A., GUBANSKI, S., et al. (2005). Comparative Study of Dielectric Spectroscopy Measurements and Analyses of Oil and Paper Samples from a Power Transformer. *Nordic Insulation Symposium*, (p. 4). Trondheim, Norway.

BONNICE, W. F., & BAKER, W. (1988). *Intelligent Fault Diagnosis and Failure Management of Flight Control Actuation Systems*. NASA.

BORSI, H. (2008). Monitoring and diagnosis as a basis for asset management on power transformers. *Diagnostic Measurements on Power Transformers - Omicron electronics GmbH*.

BOYER, H., NORBERT, M., & PHILIPPE, R. (1981). *Cours de construction du matériel électrique - Tome 3*. La Capitelle S.A.

CIGRE. (1983). Enquête internationale sur les défaillances en service des transformateurs de grande puissance. *Electra* (88), 21-42.

CIGRE TB 254. (2002). *Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers*.

CIGRE TB 445. (2011). *Guide for Transformer Maintenance*.

CORDEAU, B. (2010). *Introduction à Python 3*. <http://hebergement.u-psud.fr/iut-orsay/Pedagogie/MPHY/Python/courspython3.pdf>.

DENOS, Y., TANGUY, A., GUUINIC, P., JALBERT, J., GILBERT, R., & GERVAIS, P. (2010). Ageing diagnosis by chemical markers Influence of core-type and shell-type technology. *CIGRE A2-201*. Paris.

DERVOS, C., PARASKEVAS, C., SKAFIDAS, P., & VASSILIOU, P. (2005). Dielectric Characterization of Power Transformer Oils as a Diagnostic Life Prediction Method. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 11-19.

- DICK, E., & ERVEN, C. (1978, Nov/Dec). Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* , pp. 2144-2150.
- DUVAL, M. (2008, November/December). The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 22-29.
- FOATA, M., RAJOTTE, C., & JOLICOEUR, A. (2006). ON-LOAD TAP CHANGER RELIABILITY AND MAINTENANCE STRATEGY. *CIGRE*.
- GIRGIS, R., BERNESJÖ, M., & FRIMPONG, G. (2010). Detailed performance of a 50 MVA transformer filled with a natural ester fluid versus mineral oil. *CIGRE*.
- HATON, J.-P. (1991). *Le raisonnement en intelligence artificielle*. InterEditions.
- HOCHART, B. (1988). *Le transformateur de puissance*. Technique et Documentation (Lavoisier).
- IEC 60076-1. (2000). *Transformateurs de puissance - Partie 1 : Généralités*.
- IEC 60076-10. (2001). *Transformateurs de puissance – Partie 10: Détermination des niveaux de bruit*.
- IEC 60076-18. (Draft). *Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response*.
- IEC 60076-2. (1993). *Transformateurs de puissance - Partie 2: Echauffement*.
- IEC 60076-3. (2000). *Transformateurs de puissance - Partie 3 : Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air*.
- IEC 60076-4. (2002). *Transformateurs de puissance – Partie 4: Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manoeuvre – Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*.
- IEC 60076-5. (2006). *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*.
- IEC 60076-7. (2005). *Transformateurs de puissance – Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile*.
- IEC 60156. (1995). *Isolants liquides — Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle — Méthode d'essai*.
- IEC 60214-1. (2003). *Changeurs de prises – Partie 1: Prescriptions de performances et méthodes d'essai*.
- IEC 60247. (2004). *Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu*.
- IEC 60270. (2000). *Techniques des essais à haute tension – Mesures des décharges partielles*.
- IEC 60310. (2004). *Applications ferroviaires – Transformateurs de traction et bobines d'inductance à bord du matériel roulant*.
- IEC 60317. (2008). *Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1 000 V*.

- IEC 60422. (2005). *Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance.*
- IEC 60450. (2007). *Mesure du degré de polymérisation moyen viscosimétrique des matériaux isolants cellulosiques neufs et vieillis à usage électrique.*
- IEC 60599. (2007). *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres.*
- IEC 60814. (1997). *Isolants liquides – Cartons et papiers imprégnés d'huile – Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique.*
- IEC 60970. (2007). *Isolants liquides – Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules.*
- IEC 61198. (1993). *Huiles minérales isolantes – Méthodes pour la détermination du 2-furfural et ses dérivés.*
- IEC 61464. (1998). *Traversées isolées – Guide d'interprétation de l'analyse des gaz dissous (AGD) dans les traversées où l'huile est l'imprégnant de l'isolation principale (papier généralement).*
- IEEE C57.104. (1991). *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.*
- IEEE C57.117. (1986). *Guide for Reporting Failure Data for Power Transformers and Shunt Reactors on Electric Utility Power Systems.*
- IEEE C57.125. (1991). *Guide for failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors.*
- IEEE C57.139. (2010). *Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changers.*
- IEEE C57.140. (2006). *Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers.*
- IEEE C57.149. (Draft). *Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers.*
- JAHROMI, A. N., PIERCY, R., CRESS, S., SERVICE, J., & WANG, F. (2009). An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 20-34.
- JARMAN, P., HOOTON, R., WALKER, L., ZHONG, Q., ISHAK, T., & WANG, Z. (2010). Transformer life prediction using data from units removed from service and thermal modelling. *CIGRE*, (p. 8). Paris.
- JAYASINGHE, J., WANG, Z., JARMAN, P., & DARWIN, A. (2006, December). Winding Movement in Power Transformers: A Comparison of FRA Measurement Connection Methods. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* , pp. 1342-1349.
- KAPP, G. (1896). *Transformers for Single and Multiphase Currents.* New-York: Whittaker And Co.

KOCH, M., TENBOHLEN, S., & STIRL, T. (2006). Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Changwon, Korea.

KOCH, M., TENBOHLEN, S., KRÜGER, M., & KRAETGE, A. (2007). Improved Moisture Analysis Of Power Transformers Using Dielectric Response Methods. *MatPost*. Lyon, France.

KULKARNI, S., & KHAPARDE, S. (2004). *Transformer Engineering - Design and Practice*. CRC Press.

MALPURE, B., & BABURAO, K. (2008). Failure Analysis & Diagnostics of Power Transformer Using Dielectric dissipation factor. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing.

MARKALOUS, S. M., TENBOHLEN, S., & FESER, K. (2008). Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals. *IEEE ISEA*. Canada.

MEGGER. (2006). *"A Stitch In Time" - The Complete Guide to Electrical Insulation Testing*.

MINHAS, M., REYDNER, J., & DE KLERK, P. (1999). Failures in Power System Transformers and Appropriate Monitoring Techniques. *High Voltage Engineering Symposium, Conference Publication No. 467*.

NF EN 13306 X60-319. (juin 2001). *Maintenance - Terminologie de la maintenance*.

PABLO, A. d., & PAHLAVANPOUR, B. (1997). Analyse des composés furanniques : un outil de maintenance prédictive des matériels électriques à huile fluide. *Electra - 175*, 8-32.

PIECHOWIAK, S. (2003). *Intelligence artificielle et diagnostic* (Vol. S 7 217). Techniques de l'Ingénieur.

POSTIGLIONE, G. (2006). *Nouvelle alimentation pour les fours à arc à courant alternatif, Thèse*. Toulouse.

QUIQUEMPOIX, O., FLISCOUNAKIS, S., & BOURGADE, E. (2004). Prévion des pertes électriques sur le réseau THT et HT français. *CIGRE*.

RETHMEIER, K., KRÜGER, M., KRAETGE, A., PLATH, R., KOLTUNOWICZ, W., OBRALIC, A., et al. (2008). Experiences in On-site Partial Discharge Measurements and Prospects for PD Monitoring. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, (p. 5). Beijing, China.

SANCHEZ, J. (2008). *Etude de la méthode de diagnostic des transformateurs : Frequency Response Analysis (FRA)*. Travail de fin d'études. TSV.

SCHENK, A., NATALE, S., GERMOND, A., BOSS, P., & LAM, A. (2002). Transformer State Assessment: Self-Organizing Maps as an Intelligent On-Line Data Processor. *CIGRE*.

SMITH, J. G., RAO, V., DIWANJI, V., & KAMAT, S. (2009). *Fault Diagnosis – Isolation of malfunction in Power Transformers*. Tata Consultancy Services.

SWINNEN, G. (2010). *Apprendre à programmer avec Python 3*. <http://inforef.be/swi/python.htm>.

TOUAF, S. (2005). *Diagnostic logique des systèmes complexes dynamiques dans un contexte multi agents*. Grenoble: Thèse.

UPPENBORN, F. (1889). *History of the Transformer*. London: E. & F.N. SPON.

WANG, Z. (2000). *Artificial Intelligence Applications in the diagnosis of Power Transformer Incipient Faults*. Virginia: Ph.D.

WONG, K., & SAHA, T. (2001). Expert System for the Fault Diagnosis of Oil-Filled Power Transformer Using Dissolved Gas Analysis. *International Symposium on High Voltage Engineering*, (p. 4). Bangalore, India.

WURTZ, F. (2008). *Habilitation à Diriger des Recherches : Conceptions de la conception pour le génie électrique*. Grenoble.

WURTZ, F. (2006). Statut et nature des processus de conception que nous utilisons en électrotechnique et possible rationalisation et automatisation. *REE (6/7)*, 70-78.

ZIADE, T. (2009). *Programmation Python : Conception et optimisation*. Eyrolles.

ZWINGELSTEIN, G. (1995). *Diagnostic des défaillances, théorie et pratique pour les systèmes industriels*. Paris: Hermès.