



ÉCOLE
CENTRALE LYON

N°d'ordre NNT : 2018LYSEC013

**THESE de DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE LYON
opérée au sein de l'Ecole centrale de Lyon**

**Ecole Doctorale ED 160
(Ecole Doctorale Electronique, Electrotechnique et
Automatique de Lyon)**

Spécialité de doctorat :
Discipline : Génie Electrique

Soutenue publiquement le 11/06/2018, par :

EKE Samuel

**Stratégie d'Évaluation de l'état des
transformateurs : Esquisse de Solutions
pour la Gestion Intégrée des
Transformateurs Vieillissants**

Devant le jury composé de :

Maurice FADEL, Professeur, Institut National Polytechnique de Toulouse:

Afef LEBouc, Dr, HDR, Directrice de Recherche CNRS :

Babak NAHID-MOBARAKEH, Professeur, Université de Lorraine :

Mireille BAYART, Professeure, Université Lille 1 :

Guy CLERC, Professeur des Universités, Université Claude Bernard Lyon-1 :

Thomas AKA, Maître de conférences, Ecole Centrale de Lyon :

Issouf FOFANA, Professeur, Université du Québec à Chicoutimi :

Président

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Directeur de thèse

Co-encadrant

Invité

Résumé

Cette thèse de doctorat traite des méthodes d'évaluation de l'état des transformateurs de puissance à huile. Elle apporte une approche particulière de mise en œuvre des méthodes de classification dans la fouille de données. Elle propose une stratégie qui met en œuvre deux nouveaux indicateurs de santé de l'huile construit à partir d'un système neuro flou ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System) et un classifieur ou prédicteur de défaut construit à partir des méthodes de classification supervisée, notamment le classifieur Bayésien naïf. Un organigramme simple et efficace d'évaluation de l'état des transformateurs y est proposé. Il permet de faire une analyse rapide des paramètres issus des analyses physico-chimiques de l'huile et de des gaz dissous. Une exploitation des méthodes de classification non supervisée, notamment les méthodes de *k-moyennes* et *C-moyennes flous* a permis de reconstruire les périodes de fonctionnement d'un transformateur marquées par des défauts particuliers. Il a aussi été démontré comment ces méthodes peuvent servir d'outil d'aide à l'organisation de la maintenance d'un groupe de transformateurs à partir des données d'analyses d'huile disponibles.

Mots clés : Transformateur de puissance, Analyse des gaz dissous, Classification supervisée, Classification non supervisée, Maintenance, classifieur, Evaluation, Données, vieillissement, Huile Isolante, Isolation solide.

Abstract

This PhD thesis deals the assessment method of the state of power transformers filled with oil. It brings a new approach by implementing classification methods and data mining dedicated to transformer maintenance. It proposes a strategy based on two new oil health indicators built from an adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS). Two classifiers were built on a labeled learning database. The Naive Bayes classifier was retained for the detection of fault from gases dissolved in oil. A simple and efficient flowchart for evaluating the condition of transformers is proposed. It allows a quick analysis of the parameters resulting from physicochemical analyzes of oil and dissolved gases. Using unsupervised classification techniques through the methods of *k-means* and *fuzzy C-means* allowed to reconstruct operating periods of a transformer, with some particular faults. It has also been demonstrated how these methods can be used as tool to help the maintenance of a group of transformers from available oil analysis data.

Key words : Power transformer, Dissolved gas analysis, Supervised classification, Unsupervised classification, Maintenance, Classifier, Evaluation, Data, Aging, Insulating oil, Solid insulation.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Guy CLERC pour tout ce qu'il m'a apporté durant ces trois années de thèse tant au niveau scientifique qu'au niveau humain. Je le remercie particulièrement pour le rythme de travail et le niveau d'exigence qu'il a su imposer pour que ce travail soit bouclé dans les délais. Qu'il trouve en ces quelques lignes ma profonde gratitude pour sa disponibilité et la confiance dont il a fait preuve. Dans les périodes difficiles, il m'a toujours offert du temps et de précieux conseils pour m'aider à avancer.

Je remercie également Thomas AKA pour avoir mis en route cette thèse après mon stage au Laboratoire Ampère. Je le remercie pour avoir cru en moi. Son esprit critique et son soutien m'ont été d'une aide remarquable.

Je voudrais par la même occasion remercier Issouf FOFANA de l'UQUAC pour sa grande collaboration dans cette thèse. Il a mis à notre disposition une grande base de données de transformateurs qui a servi comme ressource dans ce travail. Sa disponibilité à répondre à mes sollicitations, ses remarques et ses conseils ont été d'un apport considérable.

Un grand merci à Maurice Fadel pour avoir présidé mon jury de thèse, et aussi à tous les membres du jury pour l'ensemble de leurs remarques.

La période passée au Laboratoire Ampère m'a permis de côtoyer des gens très sympathiques dans les trois sites. Je voudrais ici saluer la convivialité et la disponibilité des uns et des autres. Je tiens à remercier particulièrement toute la communauté scientifique du site de l'école centrale de Lyon qui m'a accueillie et intégrée. Ce cadre de travail m'a permis de trouver la concentration nécessaire dans mon travail. Je tiens à relever l'encadrement silencieux dans ce site, du chef du département MIS et du directeur de l'ED EEA.

Je remercie également l'école doctorale EEA pour la qualité de sa formation, et surtout pour avoir pris en charge l'une des mes mobilités en occurrence celle de la conférence SDEMPED 2017.

Je remercie vivement, Christian VOLLAIRE, Arnaud BREARD et Gérard SCORLETTI pour m'avoir permis d'effectuer des vacances pendant ma thèse.

Je remercie enfin tous les thésards du laboratoire Ampère, Romain BREUNEVAL avec qui j'ai cheminé sous l'encadrement de Guy CLERC, François TAVERNIER et ZHAO Li qui nous ont soulés pendant trois ans avec leurs discussions sur les harmoniques sphériques et les pastèques. Je n'oublie pas Sergio WAITMAN qui avait les réponses à tout, le très sympathique KHALED, le sarcastique mais très gentil Arthur PERODOU, Alexandre KIRCHER, Ouassim AGRI, Debarghia GOSH. L'ambiance a été très cordiale.

Je tiens à remercier le soutien formidable de Félélicité BOKEM. Qu'elle trouve ici ma profonde gratitude.

Cette thèse est avant tout dédiée à ma mère qui n'a pas vu le fruit de ses efforts, et à mes enfants, pour qu'ils trouvent dans ma persévérance, une motivation d'aller un plus loin, un peu plus haut dans la quête des valeurs, ce qui rend meilleur.

Tables des matières

Résumé	3
Abstract	3
Liste des figures.....	8
Liste des tableaux	11
Introduction generale	13
Chapitre 1 : Transformateurs de Puissance: Constitution, Défaits et Evaluation de l'état de santé	19
1.1 Introduction.....	21
1.2 Généralités sur les Transformateurs de puissance	21
1.2.1 Classification	22
1.2.2 Constitution	23
1.2.3 Système d'isolation	26
1.2.4 Système de refroidissement	28
1.2.5 Le système de protection.....	29
1.3 Défaits des transformateurs	30
1.3.1 Les contraintes	30
1.3.2 Les différents types de défauts.....	31
1.3.3 Les défaillances du transformateur et leurs causes.....	33
1.4 Evaluation de l'état des transformateurs	34
1.4.1 Analyse de l'huile isolante du transformateur.....	35
1.4.2 Mesures électriques	41
1.5 Conclusion du chapitre	49
Chapitre 2 : Maintenance et Gestion des transformateurs	50
2.1 Introduction.....	52
2.2 Stratégies de maintenance des transformateurs.....	52
2.2.1 Inspections et tests de routine.	53
2.2.2 Maintenance basée sur le temps (TBM, Time Based Maintenance)	54
2.2.3 Surveillance conditionnelle de l'état du transformateur (TBCM, Time Based Condition Monitoring)	54
2.2.4 Surveillance en ligne de l'état du transformateur (OLCM, On-line Condition Monitoring).....	55

2.2.5 Maintenance préventive Conditionnelle (CBM, Condition Based Maintenance).....	55
2.3 Gestion de la maintenance des transformateurs	57
2.3.1 Planification de la maintenance.....	58
2.3.2 Organisation de la maintenance	59
2.3.3 Exécution de la maintenance	60
2.3.4 L'enregistrement de données de maintenance.....	60
2.3.5 Optimisation de la maintenance	60
2.4 Mise en œuvre de la maintenance des transformateurs.....	61
2.4.1 Maintenance des composantes externes du transformateur.....	62
2.4.2 Maintenance des composantes internes du transformateur	63
2.4.3 Diagnostic à partir d'analyse d'huile.....	64
2.5 Conclusion du chapitre	79
Chapitre 3 : Application des méthodes de diagnostic à l'évaluation de l'état des Transformateurs de Puissance à huile	81
3.1 Introduction.....	83
3.2 Diagnostic par les méthodes de reconnaissance de forme (RdF)	84
3.2.1 Prétraitement des données.....	86
3.2.2 Extraction et sélection des variables	89
3.2.3 Techniques d'Apprentissage	93
3.3 Application aux données de maintenance des transformateurs.....	106
3.3.1 Analyse exploratoire et descriptive par classification non supervisée.....	107
3.3.2 Analyse décisionnelle par classification supervisée	120
3.4 Conclusion du chapitre	128
Chapitre 4 : Évaluation de l'état de santé d'un échantillon de transformateurs et Eléments de gestion des transformateurs âgés	129
4.1 Introduction.....	131
4.2 Présentation des transformateurs étudiés.....	132
4.3 Évaluation de l'état de santé des transformateurs à l'étude.....	133
4.3.1 Cas d'un seul transformateur: le transformateur T1004.....	134
4.3.2 Évaluation panoramique des transformateurs à l'étude	144
4.3.3 Conclusion de l'évaluation de l'état des transformateurs des différents groupes	175
4.4 Organigramme de l'évaluation de l'état des transformateurs à partir des analyses d'huile ..	176
4.5 Conclusion du chapitre	179
Conclusion et perspectives.....	180

Annexe.....	183
Annexe 1 : Méthodologie de l'évaluation de l'état d'un transformateur [60]	183
Annexe 2 : Organigramme de diagnostic de défauts sur un transformateur.....	184
Annexe 3 : Processus d'actions à mener après déclenchement d'une protection.....	185
Annexe 4 : Périodicité des actions de maintenance sur un transformateur.....	186
Annexe 5 : Extrait de la norme NF EN 60599-2016 sur les défauts typiques dans les transformateurs de puissance (Tableau1, p14 et tableau A.1, p25).....	187
Annexe 6 : Extrait de la norme IEEE C57.104-2008 sur de la méthode de Rogers.....	190
Annexe 7 : Extrait de la norme IEEE C57-104 sur méthode de Doernenburg.....	192
Annexe 8 : Exemple de script généré pour la norme Doernenburg.	194
Annexe 9 : Extrait de la norme NF EN 60599 sur le triangle de Duval.....	198
Annexe 10 : Présentation de la base de données d'apprentissage sur les gaz dissous; Base TC10. Source : [111] et Data TC, Source : [112].....	200
Annexe 11 : Présentation de la base de données d'apprentissage sur les gaz dissous; Data TC10, Source : [112]	201
References bibliographiques.....	204

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1.1 : CONSTITUTION TYPIQUE D'UN TRANSFORMATEUR: A) VUE GENERALE, B) CIRCUIT MAGNETIQUE, C) DETAILS DE LA PARTIE ACTIVE [2].....	24
FIGURE 1.2 : STRUCTURE D'UN TIG. [5].....	26
FIGURE 1.3 : SCHEMA DU MECANISME DE LA DEGRADATION HUILE/PAPIER [1].	32
FIGURE 1.4 : SCHEMA SIMPLIFIE DE LA DEGRADATION DE L'ISOLATION METTANT EN EXERGUE LES CONTRAINTES ET LES PRODUITS DE DECOMPOSITION [9], [10].	33
FIGURE 1.5 : STATISTIQUES DE DEFAILLANCES POUR LES DIFFERENTS COMPOSANTS DE TRANSFORMATEURS : A) ETUDE RAPPORTEE PAR [14]; B) ETUDE RAPPORTEE PAR CIGRE ELT_088 [13].....	34
FIGURE 1.6 : ILLUSTRATION DE LA RELATION ENTRE L'ANGLE ET LE FACTEUR DE PUISSANCE.....	42
FIGURE 1.7 : CAPACITES D'ISOLEMENT DANS LE CAS D'UN TRANSFORMATEUR A 3 ENROULEMENTS. [50]	43
FIGURE 1.8 : FORCES AGISSANT SUR LES ENROULEMENTS LORS D'UN COURT-CIRCUIT [51].	46
FIGURE 1.9 : RESULTATS DE TEST DE LA REPOSE EN FREQUENCE DES PERTES PARASITES SUPPLEMENTAIRES AVEC LA PHASE C EN DEFAUT [51].	47
FIGURE 1.10 : EXEMPLE DE SIGNATURE DE REPOSE EN FREQUENCE A) CAS D'UN TRANSFORMATEUR SAIN; B) CAS D'UN TRANSFORMATEUR PRESENTANT UN DEFAUT [54].	48
FIGURE 1.11 : CIRCUIT DE MESURE DES DECHARGES PARTIELLES SELON LA NORME IEC 60270 [56]....	49
FIGURE 2.1 : OPERATIONS ET CYCLE DE MAINTENANCE DU TRANSFORMATEUR.	53
FIGURE 2.2 : PROCESSUS DE DECISION D'ACTION A ENTREPRENDRE A LA SUITE D'UN CONSTAT DE DEPASSEMENT DES VALEURS DE CONCENTRATION DES GAZ DISSOUS DANS L'HUILE [59].	56
FIGURE 2.3 : PROCESSUS DE DECISION LORSQUE LES PARAMETRES DES TESTS D'HUILES DEPASSENT LES VALEURS NORMATIVES [59].	57
FIGURE 2.4 : PROCESSUS DE MAINTENANCE [59].....	58
FIGURE 2.5 : ILLUSTRATION DES INFORMATIONS GEREES PAR UN SYSTEME D'AIDE A LA MAINTENANCE [59].	59
FIGURE 2.6 : ORGANIGRAMME DE LA PROCEDURE DE MISE EN ŒUVRE DU DIAGNOSTIC A PARTIR DE L'ANALYSE DES GAZ [63].	66
FIGURE 2.7 : COURBES TEMPORELLES DE LA QUALITE DE L'HUILE ET DES GRANDEURS D'ENTREE.....	77
FIGURE 2.8 : COURBES TEMPORELLES DE LA QUALITE D'ISOLATION ET DES GRANDEURS D'ENTREE..	78
FIGURE 2.9 : COURBES DE QH ET QI EN FONCTION DU TEMPS.....	78
FIGURE 3.1 : CLASSIFICATION DES METHODES DE DIAGNOSTIC [67], [68].....	83
FIGURE 3.2 : APPROCHE GENERALE DE LA MISE EN ŒUVRE DES METHODES DE LA RDF [69], [70].	85
FIGURE 3.3 : ILLUSTRATION DU PROCESSUS DE MISE EN ŒUVRE D'UN PROBLEME DE CLASSIFICATION SUPERVISEE.	101
FIGURE 3.4 : COORDONNEES DES VARIABLES SUR L'ESPACE DE REPRESENTATION	110
FIGURE 3.5 : A) CLASSIFICATION PAR $k - moyennes$; B) ORGANISATION DES DONNEES DANS LES CLASSES PAR LE DIAGRAMME SILHOUETTE.	111
FIGURE 3.6 : PERIODES REPRESENTANT LES CLASSES ET COURBES DES VARIABLES.....	112
FIGURE 3.7 : A) COURBES DU TDCG ET LES CLASSES OBTENUES ; B) COURBE DU C_2H_2 ET LES CLASSES OBTENUES.....	112
FIGURE 3.8 : A) COURBE DU H_2 ET LES CLASSES OBTENUES; B) COURBE DU CO ET LES CLASSES OBTENUES.....	113

FIGURE 3.9 : STRUCTURE INCHANGÉE DES DONNÉES AVANT ET APRES SÉLECTION DES PARAMÈTRES :	
A) STRUCTURE DES DONNÉES AVANT SÉLECTION (TOUTES LES 8 VARIABLES SONT CONSIDÉRÉES);	
B) STRUCTURE DES DONNÉES APRES SÉLECTION (SEULES 5 VARIABLES SONT PRIS EN COMPTE).	117
FIGURE 3.10 : COORDONNÉES DES VARIABLES DANS L'ESPACE DE REPRÉSENTATION.	118
FIGURE 3.11 : VISUALISATION DES CLASSES DANS L'ESPACE DE REPRÉSENTATION.	118
FIGURE 3.12 : RÉPARTITION DES DONNÉES DE LA BASE D'APPRENTISSAGE.	121
FIGURE 3.13 : ESPACE DE REPRÉSENTATION DES DONNÉES D'APPRENTISSAGE.	122
FIGURE 3.14 : PLAN DE REPRÉSENTATION DES DONNÉES POUR UN VECTEUR DE FORME CONSTITUÉE DES VARIABLE TAUX C ₂ H ₂ , TAUX C ₂ H ₄ , ET TAUX CH ₄ .	123
FIGURE 3.15 : RÉPARTITION DE LA BASE D'APPRENTISSAGE EN DONNÉES D'APPRENTISSAGE ET EN DONNÉES DE TEST POUR LA VALIDATION.	125
FIGURE 3.16 : MATRICE DE CONFUSION DES DEUX CLASSIFIEURS	126
FIGURE 4.1 : PARAMÈTRES D'ÉVALUATION PENDANT LA DURÉE DE L'ANALYSE.	138
FIGURE 4.2 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE1.	145
FIGURE 4.3 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ D'ISOLATION DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 1.	146
FIGURE 4.4 : STATISTIQUE DES DÉFAUTS OBTENUS PAR LE CLASSIFIEUR BAYESIEN SUR LES TRANSFORMATEURS DU GROUPE1.	146
FIGURE 4.5 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES ANALYSES DES GAZ DU GROUPE 1.	149
FIGURE 4.6 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES PARAMÈTRES CO ₂ /CO, TDCG ET 2FAL DU GROUPE 1.	150
FIGURE 4.7 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 2	151
FIGURE 4.8 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ D'ISOLATION DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 1.	152
FIGURE 4.9 : STATISTIQUE DES DÉFAUTS OBTENUS PAR LE CLASSIFIEUR BAYESIEN SUR LES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 2.	152
FIGURE 4.10 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES ANALYSES DES GAZ COMBUSTIBLES DU GROUPE 2.	155
FIGURE 4.11 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES PARAMÈTRES CO ₂ /CO, TDCG ET 2FAL DU GROUPE 2.	156
FIGURE 4.12 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE3.	157
FIGURE 4.13 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ D'ISOLATION DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 3.	158
FIGURE 4.14 : STATISTIQUE DES DÉFAUTS OBTENUS PAR LE CLASSIFIEUR BAYESIEN SUR LES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 3.	158
FIGURE 4.15 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES ANALYSES DES GAZ COMBUSTIBLES DU GROUPE 3.	161
FIGURE 4.16 : ILLUSTRATION DE L'ÉTAT DES PARAMÈTRES CO ₂ /CO, TDCG ET 2FAL DU GROUPE 3.	162
FIGURE 4.17 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 4	163
FIGURE 4.18 : ÉTAT DES DIFFÉRENTES ANALYSES DE LA QUALITÉ DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE4.	164
FIGURE 4.19 : STATISTIQUE DES DÉFAUTS OBTENUS PAR LE CLASSIFIEUR BAYESIEN SUR LES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 4.	164

FIGURE 4.20 : ILLUSTRATION DE L'ETAT DES ANALYSES DES GAZ COMBUSTIBLES DU GROUPE 4.	166
FIGURE 4.21 : ILLUSTRATION DE L'ETAT DES PARAMETRES CO ₂ /CO, TDCG ET 2FAL DU GROUPE 4.	168
FIGURE 4.22 : ÉTAT DES DIFFERENTES ANALYSES DE LA QUALITE DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE5.	169
FIGURE 4.23 : ÉTAT DES DIFFERENTES ANALYSES DE LA QUALITE DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE5.	170
FIGURE 4.24 : STATISTIQUE DES DEFAUTS OBTENUS PAR LE CLASSIFIEUR BAYESIEN SUR LES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 5.	170
FIGURE 4.25 : ILLUSTRATION DE L'ETAT DES ANALYSES DES GAZ COMBUSTIBLES DU GROUPE 5.	172
FIGURE 4.26 : ILLUSTRATION DE L'ETAT DES PARAMETRES CO ₂ /CO, TDCG ET 2FAL DU GROUPE 4.	174
FIGURE 4.27 : ORGANIGRAMME SIMPLIFIE GENERALISANT L'EVALUATION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.	178

LISTE DES TABLEAUX

<u>TABLEAU 1.1</u> : CARACTERISTIQUES DES PRINCIPAUX ORGANES DES TRANSFORMATEURS IMMERGES DANS DE L'HUILE.	25
<u>TABLEAU 1.2</u> : SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT ET SYMBOLES.	29
<u>TABLEAU 1.3</u> : DEFAUTS ASSOCIES AUX CONTRAINTES, LEURS CAUSES ET LES ELEMENTS CONCERNES.	31
<u>TABLEAU 1.4</u> : RELATION DE CORRELATION ENTRE LA TENEUR EN 2-FAL DE HUILE ET LE DP [35]...	38
<u>TABLEAU 1.5</u> : CRITERE D'EVALUATION DE L'ETAT DE L'ISOLATION A PARTIR DU DP ET DE LA TENEUR EN 2- FAL [41].....	39
<u>TABLEAU 1.6</u> : LES PRINCIPAUX GAZ ET LES DEFAUTS RESPONSABLES.....	40
<u>TABLEAU 1.7</u> : LIMITES ADMISSIBLES DES GAZ DISSOUS EN PPM [43].....	41
<u>TABLEAU 2.1</u> : ACTIONS DE MAINTENANCE SUR LES COMPOSANTES EXTERNES D'UN TRANSFORMATEUR ET LEUR PERIODICITE [61], [62].....	62
<u>TABLEAU 2.2</u> : ANALYSES D'HUILE DE TRANSFORMATEURS ET LEUR PERIODICITE	64
<u>TABLEAU 2.3</u> : ETAT DU TRANSFORMATEUR SUIVANT LES CONCENTRATIONS DES GAZ [63].	67
<u>TABLEAU 2.4</u> : ACTIONS DE MAINTENANCE BASEES SUR LES VALEURS DU TCG [63].....	67
<u>TABLEAU 2.5</u> : ACTIONS DE MAINTENANCE BASEES SUR LES VALEURS DU TDCG [63].	68
<u>TABLEAU 2.6</u> : EXTRAIT DU FICHIER EXCEL DECRIVANT LE TRAITEMENT AUTOMATIQUE DU SCRIPT DE MISE EN ŒUVRE DE LA PROCEDURE DE DETERMINATION DE L'ETAT DU TRANSFORMATEUR A PARTIR DU TDCG (TABLEAU 2.3)	69
<u>TABLEAU 2.7</u> : CODES DE TRAITEMENT DES NORMES POUR LA GENERATION AUTOMATIQUE DES SCRIPTS.....	69
<u>TABLEAU 2.8</u> : CRITERES DE REGENERATION D'HUILE DE TRANSFORMATEUR	70
<u>TABLEAU 2.9</u> : CRITERES D'EVALUATION DE LA QUALITE DE L'HUILE.	72
<u>TABLEAU 2.10</u> : CRITERES D'EVALUATION DE LA QUALITE DE L'ISOLATION.	72
<u>TABLEAU 2.11</u> : CLASSIFICATION DE L'ETAT DE L'HUILE.....	73
<u>TABLEAU 2.12</u> : EXTRAIT DU TABLEAU D'APPLICATION ET D'INTERPRETATION DES TESTS PHYSICO- CHIMIQUE DE L'HUILE ISOLANTE DE LA NORME IEC-60422.....	74
<u>TABLEAU 2.13</u> : STRUCTURE DU MODEL ANFIS POUR LA DETERMINATION DE QH.....	75
<u>TABLEAU 2.14</u> : STRUCTURE DU MODEL ANFIS POUR LA DETERMINATION DE QI	76
<u>TABLEAU 3.1</u> : ELEMENTS DE CHOIX DES COMPOSANTES PRINCIPALES.....	109
<u>TABLEAU 3.2</u> : RAPPELS DES SPECIFICATIONS TECHNIQUES DE QUELQUES INDICATEURS DE DIAGNOSTIC DU TRANSFORMATEUR A PARTIR DE L'ANALYSE DE L'HUILE [63].....	116
<u>TABLEAU 3.3</u> : RESULTATS DE LA SELECTION DES PARAMETRES.....	116
<u>TABLEAU 3.4</u> : ELEMENTS DE CHOIX DES COMPOSANTES PRINCIPALES.....	117
<u>TABLEAU 3.5</u> : SYNTHESE DES CLASSES OBTENUES.	119
<u>TABLEAU 3.6</u> : RAPPORT DE CLASSIFICATION DES DEUX CLASSIFIEURS	126
<u>TABLEAU 3.7</u> : COMPARAISON D'IDENTIFICATION DES DEFAUTS	127
<u>TABLEAU 4.1</u> : CARACTERISTIQUES DES TRANSFORMATEURS IDENTIFIES SUR CHAQUE SITE.	133
<u>TABLEAU 4.2</u> : CHRONOLOGIE DES ANALYSES D'HUILE D'UN TRANSFORMATEUR : CAS DU T1004.....	135
<u>TABLEAU 4.3</u> : LISTE DE RECOMMANDATIONS POSSIBLES APRES INTERPRETATION DES RESULTATS..	136
<u>TABLEAU 4.4</u> : PRINCIPAUX INDICATEURS D'EVALUATION DE L'ETAT DU TRANSFORMATEUR, A 42 ANS.	139

<u>TABLEAU 4.5</u> : PRINCIPAUX INDICATEURS D’EVALUATION DE L’ETAT DU TRANSFORMATEUR, A 52 ANS.	140
<u>TABLEAU 4.6</u> : PRINCIPAUX INDICATEURS D’EVALUATION DE L’ETAT DU TRANSFORMATEUR, A 52 ANS.	141
<u>TABLEAU 4.7</u> : PRINCIPAUX INDICATEURS D’EVALUATION DE L’ETAT DU TRANSFORMATEUR, A 63 ANS.	142
<u>TABLEAU 4.8</u> : PRINCIPAUX INDICATEURS D’EVALUATION DE L’ETAT DU TRANSFORMATEUR, A 69 ANS	143
<u>TABLEAU 4.9</u> : ÉVALUATION DE L’ETAT DU PAPIER DU TRANSFORMATEUR T1004.....	144
<u>TABLEAU 4.10</u> : ANALYSES STATISTIQUES DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 1	147
<u>TABLEAU 4.11</u> : ANALYSE STATISTIQUE DE CHAQUE GAZ DE DEFAUTS ET DE L’ETAT DU PAPIER DU GROUPE 1.....	148
<u>TABLEAU 4.12</u> : ANALYSE STATISTIQUE DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 2	153
<u>TABLEAU 4.13</u> : ANALYSE STATISTIQUE DE CHAQUE GAZ DE DEFAUTS ET DE L’ETAT DU PAPIER DU GROUPE 2.....	154
<u>TABLEAU 4.14</u> : ANALYSE STATISTIQUE DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 3.	159
<u>TABLEAU 4.15</u> : ANALYSE STATISTIQUE DE CHAQUE GAZ DE DEFAUTS ET DE L’ETAT DU PAPIER DU GROUPE 3.....	160
<u>TABLEAU 4.16</u> : ANALYSE STATISTIQUE DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 4.	165
<u>TABLEAU 4.17</u> : ANALYSE STATISTIQUE DE CHAQUE GAZ DE DEFAUTS ET DE L’ETAT DU PAPIER DU GROUPE 4.....	167
<u>TABLEAU 4.18</u> : ANALYSE STATISTIQUE DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DU GROUPE 5	171
<u>TABLEAU 4.19</u> : ANALYSE STATISTIQUE DE CHAQUE GAZ DE DEFAUTS ET DE L’ETAT DU PAPIER DU GROUPE 5.....	173
<u>TABLEAU 4.20</u> : RECAPITULATIF DES RESULTATS DE L’EVALUATION FAITE SUR CHAQUE GROUPE. ...	175

INTRODUCTION GENERALE

i. Objet de l'étude

Cette thèse porte sur l'étude de la maintenance des transformateurs de puissance à diélectrique liquide.

Le transformateur est un équipement qui transforme l'énergie d'un réseau électrique de courant alternatif d'un certain niveau de tension à un autre. Il peut être sec avec des puissances allant jusqu'à 10 MVA ou rempli de liquide pour des puissances plus élevées. Les transformateurs, dont il est question dans cette thèse, sont des transformateurs dont le bobinage et le noyau magnétique sont totalement immergés dans de l'huile (minérale, synthétique ou végétale). Celle-ci assure une fonction d'isolement pour contrôler les courants dits "vagabonds" et une fonction de refroidissement pour évacuer la chaleur. Elle est aussi utilisée comme outil de diagnostic des défauts. A cet effet, elle est prélevée régulièrement dans le transformateur en fonctionnement et est analysée dans le but de découvrir et d'anticiper d'éventuelles défaillances. Pendant son fonctionnement, des contraintes d'origines diverses sont responsables de certains défauts qui laissent des traces dans cette huile. Les services de maintenance des transformateurs enregistrent généralement les résultats d'analyses faites sur cette huile, qu'ils utilisent pour diagnostiquer l'état de ces appareils.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons reçu de la multinationale Rio Tinto Alcan au Canada, une base de données d'analyses d'huile de 256 transformateurs, de moyenne d'âge de 80 ans et enregistrée pendant près de 26 ans.

ii. Problématique

Le parc mondial des transformateurs est vieillissant. La plupart de ces appareils ont été mis en service dans les années 40, 50 et 60. Ils ont donc dépassé leur durée de vie opérationnelle, laquelle tourne autour de 40 ans. Après cet âge, la fiabilité du transformateur décroît car l'âge a une incidence importante sur l'occurrence des défauts et des défaillances. La vie d'un transformateur dépend principalement de celle de son système d'isolation, lequel est constitué de l'huile et du papier. Le papier est utilisé pour isoler les enroulements et divers autres composants. Contrairement à l'huile, il ne peut être facilement remplacé. Sa durée de vie est donc directement liée à celle du transformateur et son état de santé est fonction de sa qualité, de celle l'huile, de la température de fonctionnement et la charge du transformateur, mais aussi des variations brusques auxquelles le transformateur est exposé. Durant son fonctionnement, le système d'isolation du transformateur subit des contraintes qui affectent sa qualité. La qualité du système d'isolation d'un transformateur est donc dépendante de son cycle de service et de la stratégie de maintenance

mis en place par les gestionnaires. Pour maintenir la disponibilité de ces transformateurs dont l'âge est avancé, les gestionnaires doivent mettre en place un cycle d'exploitation particulier qui devrait s'appuyer sur les résultats d'une évaluation correcte et régulière de leur état de santé.

iii. Objectifs de la thèse et méthodologie d'approche

Les objectifs de cette thèse s'articulent autour de l'exploitation de l'historique de maintenance des vieux transformateurs et peuvent se décliner en deux catégories.

Le premier objectif est de construire une approche d'exploitation de cette base de données. Ces données sont essentiellement constituées des résultats d'analyses d'huile. Ces analyses ont pour but d'évaluer l'état de santé des transformateurs, donc de faire un diagnostic. Une approche de diagnostic basée sur les données a été retenue à cet effet. L'idée est de construire une démarche qui s'appuie sur la reconnaissance de forme (RdF) appliquée au diagnostic. La RdF met en œuvre les méthodes de classification pour discriminer et identifier les formes, qui sont considérées dans cette étude comme étant des classes ou des modes de fonctionnement du transformateur. L'application des deux principes de base de la classification s'inscrit dans cette logique.

- La classification supervisée pour construire des classifieurs capables d'identifier des défauts à partir des gaz dissous dans l'huile. A ce niveau, une base de données labélisées est nécessaire dans la mise en œuvre de la démarche de la RdF pour l'apprentissage et la validation des classifieurs construits.

- La classification non supervisée pour déterminer les classes ou les modes de fonctionnement d'un transformateur au cours du temps, par la recherche des liens non visibles dans les données.

Un deuxième objectif est d'analyser l'historique de la maintenance de transformateurs âgés de la base de données de la multinationale Rio Tinto Alcan. Il est question à ce niveau, d'appliquer les méthodes mises en œuvre pour extraire des informations qui seraient utiles à la gestion des transformateurs, c'est à dire des choix de maintenance et des décisions opérationnelles impactant leur exploitation. Cela implique de faire une évaluation de l'état de santé de ces transformateurs à travers une analyse statistique des défauts identifiés par le classifieur le plus performant retenu et d'autres indicateurs construits qui donnent l'état de santé de l'huile.

La figure ci-contre résume la démarche suivie dans l'application des méthodes de classification.

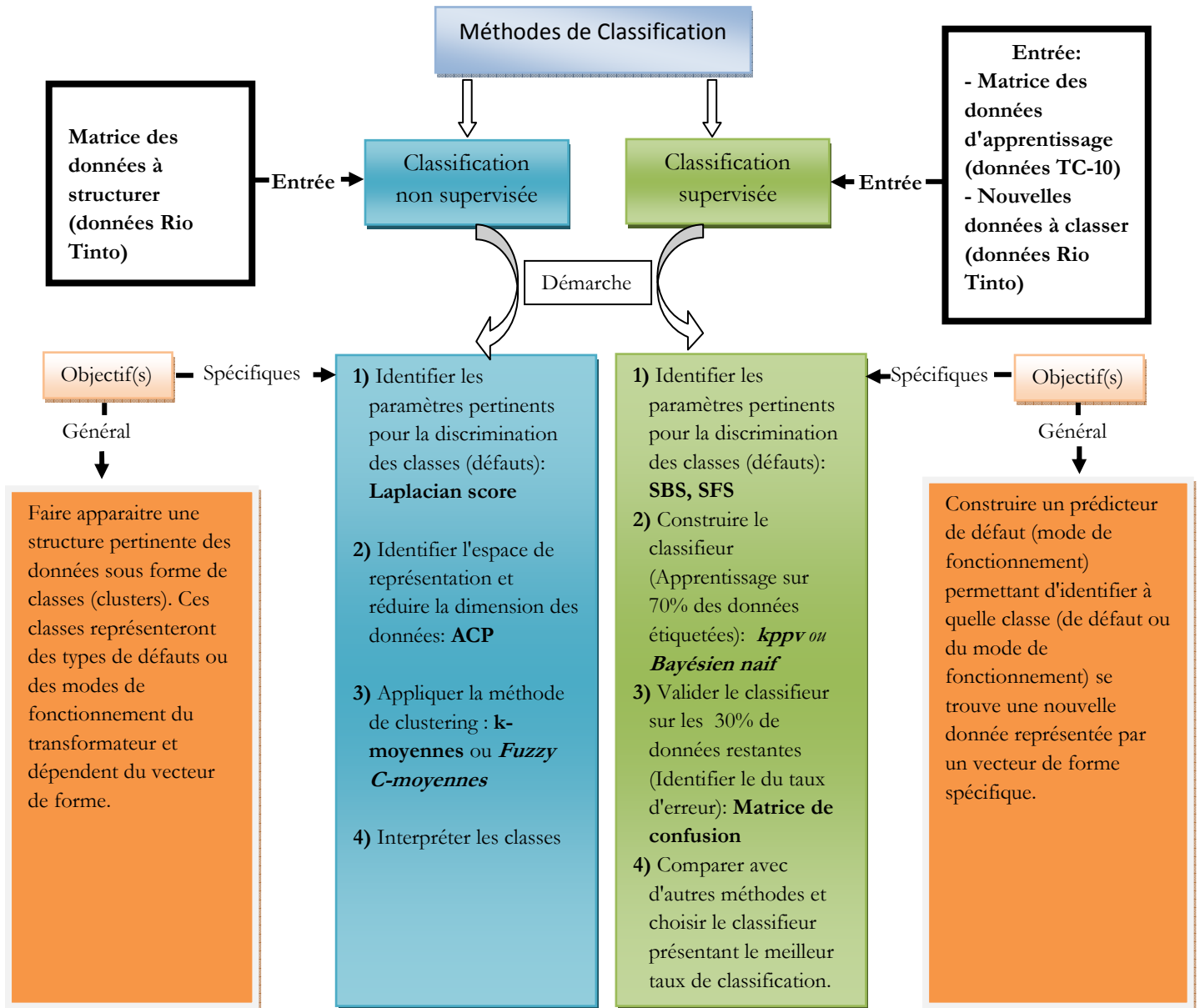


Figure 1 : Démarche générale de l'application des méthodes de classification dans la thèse

Chaque méthode se déroule en quatre étapes et a des objectifs bien distincts.

La classification non supervisée est utilisée pour déterminer les différents modes de fonctionnement d'un transformateur au cours du temps. L'application de la classification non supervisée met en œuvre :

- Le Laplacian Score pour identifier les paramètres du vecteur de forme pertinents à la classification;
- L'Analyse en Composantes Principales pour identifier l'espace de représentation des données et la quantité d'information contenue dans celles-ci;
- Les méthodes de k-moyennes ou *C-moyennes flous* pour regrouper les données en classes distinctes.

Une interprétation des classes clôture la démarche en donnant un sens à l'objectif d'application de la méthode.

La classification supervisée est utilisée pour détecter les modes de défaillance d'un transformateur. Dans la démarche de la classification supervisée, les paramètres importants sont identifiés pour optimiser le classement des données. Puis l'apprentissage du classifieur est effectué sur une partie des données. L'autre partie sert de validation du classifieur en comptabilisant le taux de données bien classées et le taux d'erreur. Dans notre approche, le classifieur est un outil de diagnostic dont le rôle est d'identifier les défauts en prenant comme entrée un vecteur de forme constitué des gaz d'un échantillon d'huile prélevé sur un transformateur.

iv. Plan de la thèse

Ce manuscrit de thèse est divisé en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre, une présentation des caractéristiques opérationnelles du transformateur de puissance en rapport avec sa maintenance sera faite. Ce chapitre insistera sur les aspects généraux de sa constitution, en particulier, ceux relatifs à son système d'isolation et de refroidissement. Les parties actives des transformateurs à huile sous l'action des diverses contraintes de fonctionnement laissent des traces dans l'huile. Les analyses faites sur cette huile pour détecter les différents défauts conséquence des contraintes de fonctionnement seront aussi détaillées. Ces analyses sont regroupées en deux grandes catégories : les analyses physico-chimiques et les analyses des gaz dissous obtenus par chromatographie. Il est montré que les analyses physico-chimiques permettent d'avoir une idée sur l'état de l'huile et les analyses des gaz dissous permettent d'identifier les défauts naissants. Ces différentes analyses et d'autres portant sur les dérivées furaniques (composantes chimiques issues de la dégradation du papier), permettent de faire une évaluation de l'état de santé des composantes internes du transformateur.
- Dans le deuxième chapitre, sont abordés les aspects liés à la maintenance et la gestion des transformateurs. Les techniques proposées par les normes et les différents guides seront présentées. Elles exposeront l'organisation, la planification et l'exécution des stratégies de

maintenance. Les différentes actions de maintenance systématiques y sont identifiées. Elles concernent les différentes inspections et vérification des organes externes du transformateur. En ce qui concerne la maintenance préventive, elle s'articule sur les analyses d'huile et des différents résultats qui permettent de passer d'une étape à une autre.

- Le troisième chapitre présentera l'approche méthodologique d'exploitation de la base de données, historique de maintenance des transformateurs âgés. L'approche de la Reconnaissance de forme sera présentée et appliquée. Les méthodes de classification supervisée et non supervisée retenues pour l'étude seront présentées avec leur domaine d'application.

Avec les méthodes de classification supervisée, le classifieur *kppv* et le classifieur bayésien ont été exploités. Une base de données obtenue dans la littérature scientifique comme base de données labélisées (étiquetées) pour le diagnostic des défauts à partir des gaz dissous a servi de base d'apprentissage pour la construction de ces classifieurs. Les résultats obtenus par nos classifieurs sont comparés avec plus de succès à d'autres méthodes standard telles que, le triangle de Duval, la méthode de Rogers, la méthode de Doernenburg et celle des gaz clés.

Les méthodes des k-moyennes simples et flous sont utilisées dans la classification non supervisée. Elles ont permis de retrouver à partir des gaz clés, les périodes de fonctionnement marquées par des défauts d'un transformateur au cours du temps. Elles regroupent sous forme de classes, les périodes au cours desquelles ces défauts ont été enregistrés pendant le fonctionnement du transformateur.

Un autre exemple d'application de ces méthodes sera aussi présenté dans ce chapitre. Il illustre une situation de maintenance dans laquelle, les classes formées par un ensemble de transformateurs permettent d'identifier les transformateurs dont l'état exige des actions de maintenance en priorité.

- Le quatrième chapitre sera consacré à l'exploitation de l'historique de maintenance à notre disposition. Le but est d'en tirer des informations utiles à la gestion des transformateurs âgés. Cinq groupes de transformateurs de mêmes caractéristiques ont été sélectionnés. Une lecture des fichiers des données enregistrées y est proposée. Le but est de comprendre à partir de la chronologie des analyses faites sur chaque transformateur, et l'évaluation à chaque fois de son état, s'il apparaît une particularité sur les choix des actions de maintenance. Une étude des défauts et de l'état des transformateurs de chaque groupe est présentée. Elle met à contribution les résultats d'analyses des différents paramètres des transformateurs de chaque groupe à travers l'application du classifieur construit au chapitre 3. Un ensemble de figures regroupant les données en classe de fiabilité est présenté pour une lecture facile de la tendance de l'ensemble des données

de chaque groupe. Une étude statistique permet d'identifier l'état général de chaque groupe et d'en tirer des enseignements sur leur comportement.

Enfin, une conclusion sur le travail fait dans cette thèse et des perspectives de travaux seront présentées.

Chapitre 1 : Transformateurs de Puissance: Constitution, Défauts et Evaluation de l'état de santé

Sommaire

1.1 Introduction	21
1.2 Généralités sur les Transformateurs de puissance	21
1.2.1 Classification	22
1.2.2 Constitution	23
1.2.3 Système d'isolation	26
1.2.4 Système de refroidissement	28
1.2.5 Le système de protection	29
1.3 Défauts des transformateurs	30
1.3.1 Les contraintes	30
1.3.2 Les différents types de défauts	31
1.3.3 Les défaillances du transformateur et leurs causes	33
1.4 Evaluation de l'état des transformateurs	34
1.4.1 Analyse de l'huile isolante du transformateur	35
1.4.2 Mesures électriques	41
1.5 Conclusion du chapitre	49

Résumé

Ce chapitre traite des caractéristiques techniques des transformateurs de puissance à huile. Certains aspects des transformateurs sont présentés : constitution, les différents défauts et les mécanismes de défaillances en rapport avec les contraintes de fonctionnement liées au niveau d'exploitation. Les aspects théoriques de l'évaluation de l'état de santé d'un transformateur y sont présentés. Les différentes analyses de l'huile, partie importante de ce type de transformateur, y sont décrites. Sont aussi décrits, les différents rôles de l'huile à savoir: le refroidissement, l'isolation, la protection du papier et le diagnostic des défauts internes.

1.1 Introduction

Les transformateurs de puissance jouent un rôle fondamental dans tout système de gestion de l'énergie électrique. Celui-ci se décline en phase de production, de distribution, de transport et d'utilisation du courant électrique. Les transformateurs se retrouvent à tous les niveaux d'un tel système, de la production à l'utilisation. L'indisponibilité de ces appareils impacterait donc gravement le processus de mise à disposition de l'énergie électrique. Assurer sa disponibilité est donc un enjeu majeur pour toutes les instances de la filière énergie électrique. Parmi les actions à mettre à contribution pour assurer la disponibilité des transformateurs, les actions de maintenances, qui consistent en la mise en œuvre des activités préventives (systématiques et prédictives) et correctives, constituent un des maillons essentiels. L'efficacité de tout ceci impose l'application de bonnes méthodes de diagnostic. L'objectif de ces méthodes consiste à déterminer les causes de dysfonctionnement, à partir d'observations (données de mesures et d'analyses) et de symptômes (anomalies) constatés.

Le présent chapitre propose un tour d'horizon sur certaines caractéristiques techniques et opérationnelles des transformateurs de puissance. Leur connaissance est utile à l'évaluation de l'état des transformateurs et de manière générale à leur maintenance.

1.2 Généralités sur les Transformateurs de puissance

Les transformateurs sont des dispositifs statiques qui transfèrent l'énergie électrique d'un circuit à un autre, en permettant de modifier la tension et l'intensité, sans modification de la fréquence.

Le courant alternatif qui circule dans l'enroulement primaire (entrée) génère un flux magnétique variable dans le circuit magnétique qui induit dans le (les) enroulement(s) secondaire(s) (sortie) un courant et/ou une tension variable à la même fréquence.

Ils peuvent donc interconnecter des circuits qui sont à des niveaux de tensions différents. Ceci est une des caractéristiques ayant permis le développement du courant alternatif dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Le transformateur permet donc aux divers composants d'un réseau électrique, générateurs, lignes de transport, réseau de distribution et l'ensemble de charges de fonctionner chacun à niveau de tension qui lui est adapté. Le transformateur apparaît donc comme un élément essentiel à la gestion de l'énergie électrique.

Les transformateurs sont entrés dans l'industrie de l'énergie électrique en 1883 avec la première implémentation d'une ligne de transport monophasée par K. Zipernowki, M. Deri, O. Blathy et al... à Budapest avec un appareil de 15 kVA, 1500/300 V [1]. Mais le premier transformateur industriel de mêmes caractéristiques a été construit et breveté par le Russe Michal Doliwo-Dobrowolski en 1891 qui travaillait à AEG Berlin (entreprise d'électricité générale de Berlin) [1]. Plusieurs types de transformateurs coexistent aujourd'hui, en fonction de l'usage du transformateur et de son rôle précis. Certains aspects fonctionnels tels que l'isolation, le refroidissement, la puissance ont contribué à l'évolution de la technologie des transformateurs. Les transformateurs, qui sont au centre de cette étude sont des transformateurs dont l'isolation des parties internes est assurée par le système huile/papier.

Le paragraphe suivant présente les aspects généraux des transformateurs de puissance, en insistant sur les transformateurs immergés dans l'huile.

1.2.1 Classification

La classification des transformateurs peut se faire suivant plusieurs critères :

- *Typologies de construction*
 - Transformateurs immergés ;
 - Transformateurs secs ;
 - Transformateurs à isolation gazeuse.
- *Systèmes d'enroulements*
 - Deux enroulements ;
 - Trois enroulements ;
 - Autotransformateur.
- *Matériaux de l'enroulement*
 - Cuivre ;
 - Aluminium.
- *Forme du circuit magnétique*
 - à noyau ;
 - à coque ;
- *Matériaux du noyau*
 - Acier à grains orientés ;
 - Alliages amorphes.

- *Application (utilisation)*
 - Élévateur de tension (Sortie de centrale) ;
 - Abaisseur de tension (Interconnexion, Distribution) ;
 - Autotransformateur.
- *Type d'installation*
 - Intérieur (cabine) ;
 - Extérieure (sur poteau).
- *Contexte d'utilisation*
 - Réseaux électriques (production, transport, distribution) ;
 - Applications industrielles (four, stations ferroviaires, embarqués dans les locomotives).

1.2.2 Constitution

Les transformateurs de puissance, rencontrés dans la pratique, sont presque exclusivement triphasés. Ils peuvent être constitués soit d'une unité triphasée, soit de trois unités monophasées. Cette dernière possibilité est généralement utilisée pour les transformateurs de grandes puissances.

Un transformateur de puissance se compose généralement de quatre parties :

- Un circuit magnétique fermé constitué de colonnes et culasses, supérieures et inférieures ;
- Un circuit électrique comprenant les enroulements primaires et secondaires et leurs isolations ;
- Des organes mécaniques, de support, de manutention, de refroidissement ;
- Des organes de sécurité contre les défauts internes et externes à l'appareil.

La construction des transformateurs est fortement influencée par leur système d'isolation. La figure 1 présente la constitution des transformateurs de puissance dont les parties actives sont immergées dans de l'huile. Ce travail est uniquement basé sur ce type de transformateur dans lesquels, l'huile joue plusieurs rôles.

Un transformateur immergé dans de l'huile est constitué des parties suivantes :

- 1) Une cuve contenant de l'huile ;
- 2) Le noyau constitué de tôles d'acier isolées entre elles par du vernis ;
- 3) Les enroulements multi spires en cuivre (parfois en aluminium) montés sur le noyau ;
- 4) Les bornes de traversée basse et haute tension qui peuvent être respectivement isolées par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy ;

- 5) Le conservateur d'huile permettant le remplissage complet de la cuve et réduisant au minimum la surface entre l'huile et l'air ;
- 6) Le changeur de prise en charge ou hors charge ;
- 7) Les groupes de refroidissement.

Les diélectriques (huile, papier carton) constituant du système d'isolation, n'apparaissent pas dans la figure 1.1. Le paragraphe suivant présente quelques caractéristiques du système d'isolation des transformateurs immergés dans l'huile.

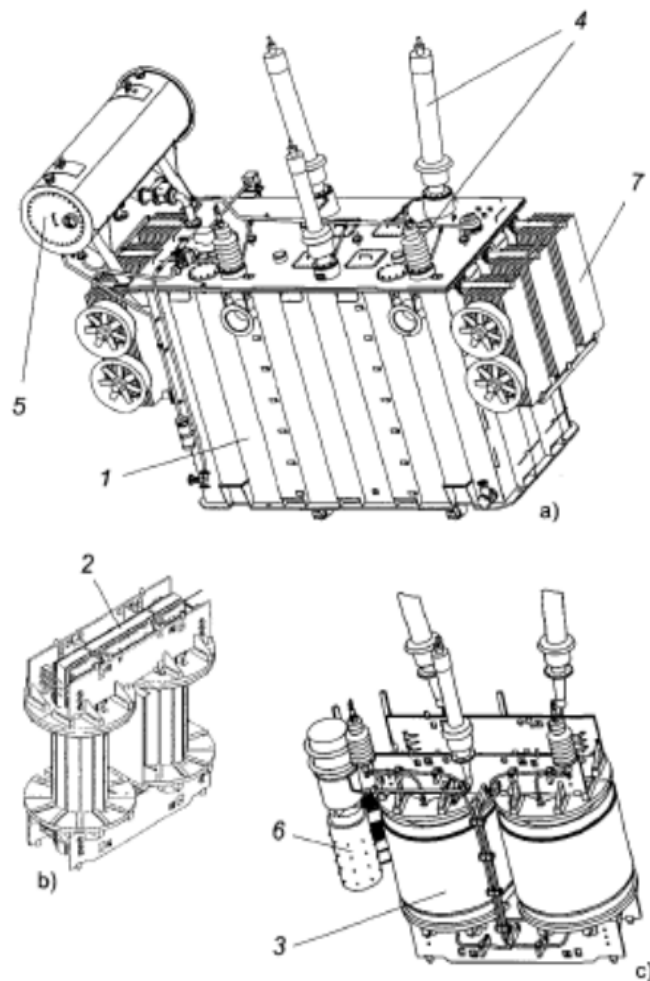


Figure 1.1 : Constitution typique d'un transformateur: a) vue générale, b) circuit magnétique, c) détails de la partie active [2].

Le tableau 1.1 présente les caractéristiques des principaux organes d'un transformateur de puissance immergé dans de l'huile.

Tableau 1.1 : Caractéristiques des principaux organes des transformateurs immergés dans de l'huile.

N°(Fig.1)	Organes	Caractéristiques	Nature
1	Cuve	Les surfaces des parois sont, selon les modèles, radiantés à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt. Elle recueille la partie active du transformateur et le liquide isolant	Tôle d'acier
	Huile diélectrique	Les parties actives sont noyées dans une huile diélectrique et caloporteur. Elle agit comme agent diélectrique et constitue avec les isolants solides (papier), le système d'isolation du transformateur. Comme agent caloporteur, l'huile assure le refroidissement des parties actives du transformateur. La surveillance des caractéristiques du fluide diélectrique permet d'apprécier l'état général du transformateur.	Huiles minérales, huiles silicone
	Isolants solides	Les isolants solides assurent la rigidité diélectrique et apportent, en plus du noyau, une résistance mécanique globale.	Papiers à base de cellulose, rubans, vernis, résines époxydes, carton, bois
2	Noyau magnétique	Constitué d'un matériau de haute qualité dont l'empilage et l'assemblage permet la réduction des masses et de meilleures performances électriques et acoustiques du transformateur.	Tôles d'acier au silicium à grains orientés.
3	Bobinages	Les formes de bobinage, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement pour assurer la circulation d'huile du fait des échanges thermiques.	Feuillard ou rond ou méplat de cuivre ou d'aluminium
4	Traversée	Les traversées assurent la liaison du transformateur avec les circuits extérieurs. A l'intérieur des traversées, se trouve un conducteur souple ou une tige. La puissance électrique transite par les traversées. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches.	Porcelaine, cuivre, alliages de métaux, isolants
5	Conservateur	Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile diélectrique du transformateur dont le volume varie avec la température.	En acier
6	Changeur de prises en charge ou hors charge	Il permet d'adapter le rapport de transformation du transformateur aux conditions de charge du réseau électrique afin de maintenir la tension à un niveau optimal, en rajoutant ou retranchant des spires à l'enroulement principal.	Ensemble mécanique constitué d'un sélecteur et d'un commutateur.
7	Système de refroidissement	Son rôle est de maintenir les températures des enroulements et de l'huile isolante à des niveaux acceptables.	Il est constitué des ventilateurs et des radiateurs, accrochés sur les parois extérieures de la cuve.

Citons par ailleurs la structure des transformateurs à isolation gazeuse (TIG), qui ne fait pas l'objet de notre étude (figure 2). Les transformateurs à isolation gazeuse (TIG) ont été développés pour apporter une solution aux problèmes de risque d'incendie et d'explosion que représentent les transformateurs immergés dans de l'huile. L'isolation et le refroidissement sont assurés par le SF₆ (Hexafluorure de soufre) qui présente de bonnes caractéristiques diélectriques et une bonne capacité thermique. Le transformateur à isolation gazeuse au SF₆ a connu du succès dans le monde. Le premier transformateur a été installé pour exploitation commerciale en 1967 au Japon. Dès lors plus de 10 000 TIG ont été installés et sont actuellement en exploitation. On rencontre les unités de puissance 300 MVA à 400 MVA pour les tensions allant jusqu'à 330 kV. La technologie des TIG s'est révélée fiable avec un taux de défaillance inférieure à celui des transformateurs immergés dans de l'huile. [3], [4].

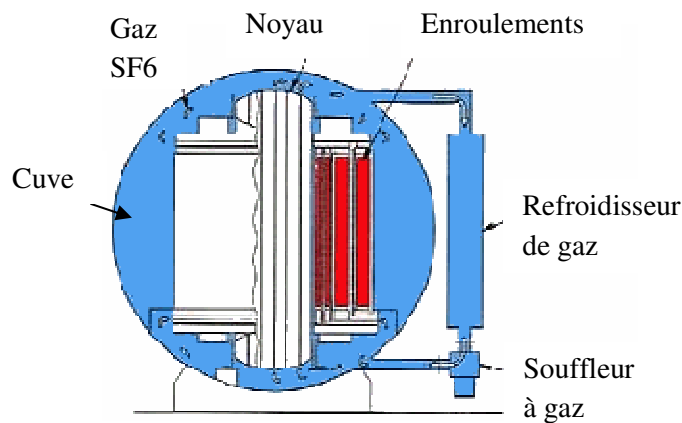


Figure 1.2 : Structure d'un TIG. [5].

1.2.3 Système d'isolation

Le système d'isolation de transformateur de puissance se compose essentiellement d'une huile hydrocarbonée (huile végétale, huile ester synthétique, huile silicone) et d'un isolant solide (cellulose (papier), vernis ou polyester).

a) L'huile

L'huile est un composant important des transformateurs de puissance. Dans les transformateurs immergés, l'huile joue deux rôles :

- *Isolation électrique* : elle se comporte comme un diélectrique entre les parties actives et non actives. Dans ce cas, elle est soumise à des contraintes de tenue diélectrique de nature électrique et thermique;
- *Refroidissement* : Le refroidissement s'effectue à travers la circulation de l'huile en circuit fermé, des parties actives (enroulements) vers une source de refroidissement à laquelle elle transfère des calories ; ce qui lui procure un caractère caloporteur. L'huile majoritairement utilisée dans les transformateurs de puissance est l'huile minérale issue du pétrole. On rencontre aussi de plus en plus de l'huile végétale (transformateur Vegeta).

Les caractéristiques de l'huile qui doivent rigoureusement être observées pour qu'elle joue ses deux rôles sont :

- Conductibilité thermique (élevée) ;
- Chaleur massique (élevée) ;
- Viscosité faible et bas point d'écoulement pour assurer sa circulation ;
- Tenue diélectrique (rigidité électrique élevée) ;
- Stabilité dans le temps (oxydation, décomposition) ;
- Point éclair ou point d'inflammabilité élevée.

La connaissance de ces caractéristiques permet d'identifier certains défauts du transformateur, qui laissent des traces dans l'huile. L'huile se comporte alors dans une certaine mesure comme la mémoire du fonctionnement du transformateur. A cet effet, l'huile joue un autre rôle, celui d'outil de diagnostic.

L'huile permet également de protéger l'isolation solide du transformateur. Elle remplit les pores du papier mais aussi les vacuoles d'air (cause des décharges partielles) qui sont inévitablement présentes dans et entre les couches de papier enroulé sur les fils de cuivre. Elles augmentent ainsi la rigidité électrique du papier.

b) Le papier

Le papier possède des caractéristiques diélectriques excellentes. Il a de bonnes caractéristiques mécaniques et électriques dues à la longueur et à la diversité des fibres qui le composent.

Utilisé dans les zones où règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation de l'huile, le papier a typiquement une constante diélectrique deux fois plus élevée que celle de l'huile [2], [6].

Dans le transformateur, il intervient seul ou combiné dans l'isolation de la manière suivante :

- Papier seul, lorsqu'il s'agit d'une isolation entre deux pièces métalliques nues (plot de commutation par exemple) ;
- Couche solide (papier ou carton), par exemple dans le cas de l'isolation entre deux conducteurs voisins d'un même enroulement ;
- Isolation mixte (combinaison de lames de diélectriques liquides et de barrière d'isolant solide), pour assurer l'isolation entre deux enroulements concentriques de tension différente.

L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale lui confère une rigidité diélectrique remarquable. Le papier Kraft est l'un des papiers les plus utilisés dans l'industrie électrique.

1.2.4 Système de refroidissement

En fonctionnement, le transformateur est le siège de pertes thermiques dans son noyau (pertes fer) et dans ses enroulements (pertes Joule). Cette énergie se manifeste par une augmentation de la température. L'énergie thermique ainsi produite doit être évacuée à l'extérieur de la cuve. Un système de refroidissement est donc associé à la structure du transformateur pour réduire la température produite, très souvent incriminée dans l'accélération du vieillissement du transformateur. On retrouve le deuxième principal rôle de l'huile.

Le système de refroidissement consiste à faire circuler de l'huile dans la cuve. La chaleur produite est véhiculée par circulation naturelle ou forcée du diélectrique (huile), vers les dispositifs de refroidissement. D'importants documents techniques et autres travaux expliquent de manière exhaustive ce processus dont la défaillance impacterait sérieusement le fonctionnement du transformateur [6], [7]. Un transfert de chaleur bien organisé permet d'éviter la présence de zones dont la température locale est particulièrement élevée. Ce transfert se fait en deux étapes : à l'intérieur de la cuve, de la partie active (enroulements, noyau) à l'huile ; puis de l'huile au réfrigérant à travers un échange de chaleur externe. Le mouvement du fluide peut donc

être soit naturel par thermosiphon, soit forcé au moyen d'un équipement tel qu'une pompe ou un ventilateur. Les tableaux ci-après présentent la symbolisation utilisée pour désigner le mode de refroidissement et l'identification du transformateur selon le mode de refroidissement. [7]

Tableau 1.2 : Systèmes de refroidissement et symboles.

Mode de refroidissement	Symbole
Huile minérale	O
Askarel	L
Fluides alternatifs	K
Gaz	G
Eau	W
Air	A
Isolant solide	S
Nature de la circulation	Symbole
Naturelle	N
Forcée	F
Forcée et dirigée dans les enroulements	D

Système de refroidissement	Symbole
Sec à refroidissement naturel dans l'air	AN
Sec à ventilation forcée	AF
Circulation naturelle d'huile et d'air	ONAN
Circulation naturelle d'huile et ventilation forcée d'air	ONAF
Circulation forcée d'huile et d'air	OFAF
Ventilation forcée d'air et circulation dirigée d'huile	ODAF
Circulation forcée d'huile et d'eau	OFWF

Exemple : Transformateur ONAN(Oil Natural Air Natural) : Transformateur refroidi avec circulation naturelle de l'huile pour les parties internes et de l'air pour les surfaces extérieures.

1.2.5 Le système de protection

Tout transformateur est équipé de capteurs et d'un appareillage permettant de détecter tout défaut grave et/ou de protéger contre les conséquences éventuelles qui peuvent survenir. Ces capteurs provoquent une signalisation et/ou commandent le disjoncteur amont.

Les organes de protection rencontrés sur un transformateur de puissance sont principalement :

- Le relais Buchholz ;
- Capteur de défaut ventilation ;
- Capteur de niveau d'huile bas ;
- Soupape de surpression ;
- Temps de passage trop long au niveau des gradins du changeur de prise ;
- Détection du défaut de fonctionnement du moteur de commande ;
- Les capteurs de température.

Tous ces organes participent à la maintenance du transformateur dans un état de fonctionnement pour qu'il joue pleinement son rôle dans le système de gestion de l'énergie

électrique. Tout dysfonctionnement conduirait à l'apparition d'un défaut de fonctionnement et plus tard d'une défaillance du transformateur lui-même si aucune action n'est prise.

1.3 Défauts des transformateurs

Les transformateurs sont dimensionnés pour résister aux contraintes de fonctionnement, conformément aux normes en vigueur. Certaines contraintes pourraient être à l'origine des dysfonctionnements qui impacteraient non seulement les performances, mais aussi la durée de vie des transformateurs. Avant de présenter les différentes contraintes auxquelles les transformateurs peuvent être soumis, les défauts et défaillances qui peuvent s'en suivre, donnons quelques définitions [1], [8].

Contrainte : Une contrainte est une obligation à respecter qui valide le bon fonctionnement d'un dispositif. Elle peut être évaluée par une valeur seuil à respecter.

Défaut : Un défaut est une modification accidentelle affectant un fonctionnement normal d'un dispositif. Il peut s'observer par des symptômes qui sont des signes qui révèlent leur état (nature).

Défaillance : Caractéristique d'un dispositif qui ne remplit plus avec l'efficacité prescrite, une partie ou la totalité de ses fonctions ou rôles. Elle se matérialise donc par une rupture de service, conséquence d'un ou plusieurs défauts.

1.3.1 Les contraintes

En fonctionnement normal ou lors d'un défaut, les transformateurs sont soumis à des contraintes électriques, mécaniques, thermiques et environnementales.

Contraintes électriques : Les transformateurs doivent résister aux tensions de fonctionnement mais aussi aux tensions de chocs comme celles de la foudre ou des surtensions de manœuvres. Toute sa partie interne notamment l'isolation diélectrique est donc soumise à des champs électriques qui peuvent induire des défauts.

Contraintes thermiques : Pendant l'exploitation du transformateur, des pertes internes provoquées par des courants de charges, qui augmentent sa température, sont enregistrées. Les hautes températures provoquent l'accélération de la dégradation des matériaux isolants ;

Contraintes mécaniques : On peut citer le transport d'un site à un autre, les tremblements de terre ou les défauts de court-circuit qui mettent à l'épreuve la structure du transformateur.

Contraintes environnementales : Les conditions atmosphériques, la foudre, la poussière sont autant de situations qui peuvent altérer le bon fonctionnement du transformateur.

Dans le mécanisme d'un défaut, la non tenue à une contrainte aboutit généralement à l'apparition des signes ou symptômes d'un défaut. Un défaut est le résultat d'une contrainte non contenue.

1.3.2 Les différents types de défauts

Un défaut se manifeste par l'apparition des signes ou symptômes observables par des informations mesurables. Le tableau ci-après présente les principaux défauts observés sur les transformateurs, les contraintes responsables et les causes probables.

Tableau 1.3 : Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés.

Causes	Contraintes	Défauts	Symptômes	Eléments concernés
-Chocs de foudre; -Coupure brutale d'une ligne.	Diélectriques et surtensions	- Amorçages de pièces sous tension ; - Défauts d'isolements.	Dégradation visuelle de l'isolant entre spires	-Papier -Huile -Traversées -Enroulements
-Court-circuit; -Mise sous tension des transformateurs; -Démarrage des moteurs.	Electrodynamiques et surintensités	-Déformation des enroulements ; -Dégradation des isolants solides.	-Echauffements des enroulements -Chute de tension aux secondaires	-Enroulement -Papier.
Surcharges	Electricques	-Connexion entre cuivre des enroulements et connexion internes; -Connexion au niveau des changeurs de prises.	-Formation des points chauds -Echauffement	-Changeurs de prises ; -Enroulements; -Traversées.
-Pertes Joules -Surcharges ; -Problèmes de refroidissement; -Contraintes électromagnétiques et courant de Foucault.	Thermiques	Vieillessement	-Point chaud -Echauffements des enroulements	-Papier ; -Huile.
-Transport des transformateurs; -Tremblements de terre ; -Vibrations.	Mécaniques	-Dégradation des isolants internes ; -Fuites des joints.	-Mauvais alignements des régleurs de Prises ; -Ecoulements d'huile.	-Régleur de prises ; -Joints ; -Isolants internes.

De manière générale, sont distingués sur un transformateur, des défauts externes et des défauts internes.

Les **défauts externes** surviennent sur les dispositifs en liaison directe avec le transformateur. Généralement, des protections sont prévues pour l'endommagement du transformateur. Les défauts externes sont :

- *Les surtensions* et des *surexcitations* causées par les manœuvres sur les lignes et les générateurs;
- *Les court-circuits* sur les lignes ou entre ligne et terre ;
- *Les surcharges*, relatives à la sollicitation du transformateur ;
- *Les surtensions transitoires* créées par des contions atmosphériques particulières ;
- *Les défauts du système externe de refroidissement*.

Les **défauts internes** s'observent sur les composantes du transformateur, qui pour la plupart nécessite une analyse particulière afin d'être détectée. On peut citer :

- *Les points chauds* : échauffement anormal observé sur les dispositifs actifs du transformateur, ils se trouvent généralement sur les régulateurs ;
- *Les court-circuits internes*, entre spires, entre enroulements ou entre enroulements et noyau magnétique ou cuve. Dans cette rubrique, peuvent être ajoutés les défauts à la masse ;
- *Les fuites d'huile* : Le transformateur possède de nombreux joints en caoutchouc, typiquement en bas de cuve, à la base des bornes, aux raccords de la réfrigération. Dans le temps, ces joints peuvent se dégrader, se durcir, et provoquer des fuites;
- *La dégradation de l'isolation* : En fonctionnement, l'isolation du transformateur est soumise aux contraintes électriques, thermiques, mécaniques et environnementales. Le papier et l'huile interagissent pour produire des composés extractibles et utilisés dans le diagnostic des défauts. La figure 1.3 ci-après illustre le mécanisme de dégradation interactive entre le papier et l'huile. La figure 1.4 fait ressortir les produits formés et leur processus en rapport avec les différentes contraintes électriques, thermiques et chimiques.

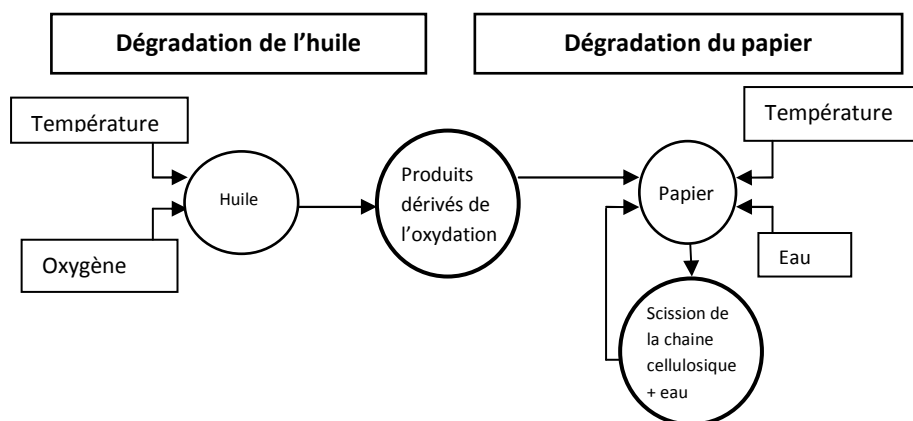


Figure 1.3 : Schéma du mécanisme de la dégradation huile/papier [1].

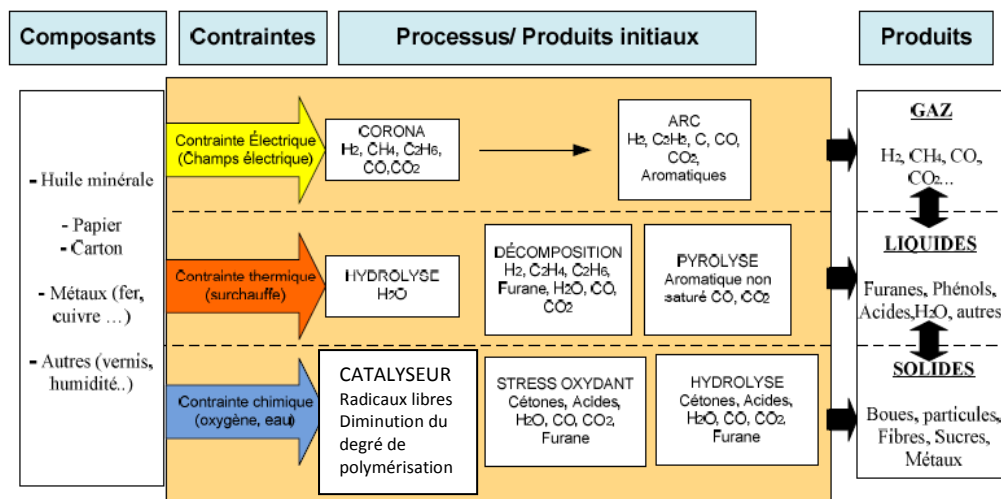


Figure 1.4 : Schéma simplifié de la dégradation de l'isolation mettant en exergue les contraintes et les produits de décomposition [9], [10].

1.3.3 Les défaillances du transformateur et leurs causes

La défaillance d'un transformateur peut être considérée comme un événement non désiré qui se produit, entraînant ainsi la rupture de service d'une ou de plusieurs fonctions du transformateur. c'est donc, d'après la référence [11], « la fin de la capacité d'un transformateur à exécuter sa fonction spécifiée. Dans l'étude de la fiabilité du transformateur de puissance, il est souvent difficile de distinguer les défaillances majeures et mineures. Par conséquent, les termes suivants sont donnés: défaillance avec arrêt forcée, défaillance avec arrêt programmé et défaut ». Il est utile de rappeler les définitions des termes utilisés, lorsqu'on parle des défaillances sur un transformateur de puissance, telle que le précise la norme IEEE C57.125-2015.

Défaillance avec arrêt forcé : C'est la défaillance d'un transformateur qui nécessite un retrait immédiat du service. Ceci est réalisé soit automatiquement, soit dès que les opérations de commutation peuvent être effectuées.

Défaillance avec arrêt programmé : C'est la défaillance pour lequel un transformateur a été délibérément mis hors service à un moment choisi par l'action de l'opérateur.

Analyse de la défaillance : C'est un examen logique et systématique d'un élément ou de son diagramme pour identifier et analyser la probabilité, les causes et les conséquences d'une défaillance potentielle et réelle.

Cause de défaillance : Ce sont les circonstances pendant la conception, la fabrication ou l'utilisation qui ont entraîné une défaillance.

Mode de défaillance : C'est la manière dont la défaillance se produit. Les modes de défaillance généralement classés comme électriques, mécaniques, thermiques ou par contamination.

Le transformateur étant un système complexe, constitué d'un ensemble de composantes ; la défaillance de certaines composantes va entraîner celle du transformateur. Soumis à des contraintes d'exploitation, les défaillances pouvant survenir sont multiples. Plusieurs études ont été faites sur la fiabilité du transformateur [12], [13]. La figure 1.5 présente les résultats de deux études faites sur les composantes d'un transformateur.

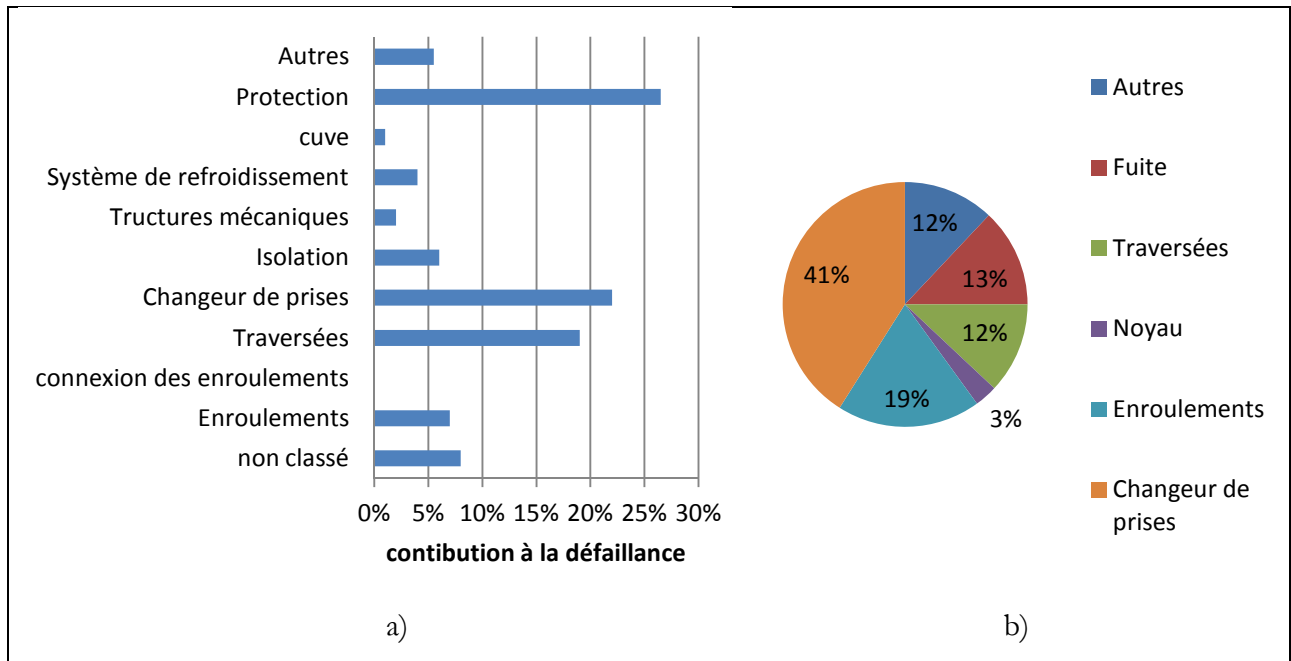


Figure 1.5 : Statistiques de défaillances pour les différents composants de transformateurs : a) étude rapportée par [14]; b) étude rapportée par Cigré ELT_088 [13].

L'annexe 1 présente une étude de l'AMDE (Analyse des Modes de Défaillance). Les arbres de défaillances des évènements non désirés, identifiés sur les composantes les plus sujettes aux défaillances, sont présentés à l'annexe 2. Les arbres de défaillances présentent l'enchaînement des évènements pouvant conduire à un évènement indésirable. Le but est d'identifier les modes de défaillance potentielles, leurs effets et les différentes causes possibles. En général, chaque composante peut avoir de nombreux modes de défaillances potentielles, et d'une même cause, il peut résulter différents modes de défaillance et inversement, une défaillance peut avoir plusieurs causes. Par exemple, le claquage diélectrique de l'huile de transformateur est une défaillance, qui peut avoir de multiples causes telles que la contamination de l'huile, la décomposition thermique et / ou de l'humidité dans l'huile.

1.4 Evaluation de l'état des transformateurs

L'évaluation de l'état d'un transformateur est une activité qui s'intègre dans la maintenance d'un transformateur, pour qu'il assure en permanence son rôle dans la disponibilité

de la fourniture de l'électricité. Il est question de s'assurer à un moment donné, des conditions d'utilisation du transformateur, pour identifier tout risque d'évènements indésirés ou tout simplement de défaillance. Un ensemble de mesures est fait soit dans le cas d'une politique de maintenance, soit dans le cas d'une alerte particulière. De manière générale, l'état d'un transformateur peut être évalué en combinant les informations sur:

- L'état de santé de l'huile;
- l'état de santé du papier;
- l'état de santé des parties internes;
- l'âge du transformateur.

Une abondante littérature aborde la problématique d'évaluation de l'état des transformateurs. La référence [15] présente une enquête bibliographique sur ce sujet. Les normes qui proposent des guides d'investigation de défaillance, [11], [16], [17], et les travaux scientifiques [18], [19], [20], et [21], proposent de vérifier certains paramètres de fonctionnement du transformateur, par des mesures. Ces mesures peuvent se faire pendant le fonctionnement du transformateur ou lorsque celui-ci est en arrêt. De manière générale, les indicateurs nécessaires à une évaluation efficiente proviennent des mesures des paramètres de fonctionnement du transformateur. Ces paramètres sont obtenus à l'issue des différentes analyses d'huile isolante d'une part, et d'autre part des mesures électriques et de l'état des appareils de protection comme les relais de Buchholz.

1.4.1 Analyse de l'huile isolante du transformateur

Selon une périodicité mise en place par les gestionnaires du transformateur, une certaine quantité d'huile est prélevée et analysée. Les caractéristiques de l'huile se dégradent sous l'effet de la contamination, de l'humidité et du vieillissement. La connaissance de l'état de l'huile et des gaz dissous, renseignent sur son état et celui des parties internes, ce qui permet de détecter plusieurs défauts en évolution ou déjà affirmés.

Les aspects les plus significatifs à vérifier sur l'huile reposent sur un nombre important d'analyses :

- Les analyses physico-chimiques ;
- L'analyse des furanes ;
- L'analyse des gaz dissous.

1.4.1.1 Analyses physico-chimiques

Les caractéristiques physico-chimiques ont pour but de déterminer les caractéristiques de l'huile à assurer ses fonctions de base d'isolation et de transfert de chaleur. Les paramètres généralement analysés sont les suivants :

- La couleur

C'est un test visuel de l'huile qui permet de déterminer la présence des corps en suspension et d'évaluer la couleur et la viscosité. En bon état, l'huile a un aspect limpide. La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve. Elle renseigne sur la dégradation et la contamination de l'huile neuve, et évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente vers une couleur rougeâtre ou rouge foncée pour une huile vieillie [22].

- L'acidité

Elle permet de détecter la présence de composés acides (carboxyliques et hydroxyliques) dont la formation dans l'huile est favorisée par l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Elle est mesurée par la quantité d'hydroxyde de potassium en mg nécessaire pour neutraliser l'acidité dans un gramme d'huile (mg KOH/g). D'après la norme CEI 296, une bonne huile possède une acidité inférieure à 0,03 mg KOH/g. L'acidité de l'huile accélère la dégradation du papier, la corrosion du métal et augmente la conductivité électrique de l'huile.

- La teneur en eau

C'est un paramètre qui détermine s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieure du transformateur. L'eau est un polluant qui favorise la détérioration de l'huile en influençant ses propriétés diélectriques. La teneur en eau s'exprime en mg/kg. La valeur limite admissible est de 30 ppm (partie par million) [23].

- Le DBPC (2,6-ditertiary-butyl paracrésol)

C'est un indicateur de l'oxydation de l'huile. C'est en fait un antioxydant qui est ajouté régulièrement à l'huile pour éviter son oxydation. L'oxydation de l'huile se caractérise par des réactions en chaîne qui donnent naissance à des produits de décomposition tels que les alcools, les aldéhydes et les acides. Elle contribue aussi à la décomposition du papier et donc à la formation de boues. Le DBPC est mesuré en ppm (partie par million). Pour une quantité de DBPC dans l'huile supérieure à 200 ppm, l'huile doit être régénérée [24].

- Facteur de dissipation diélectrique ($\tan\delta$)

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement. Le facteur de dissipation est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant de fuite. C'est un paramètre significatif pour la conductivité du diélectrique, plus il est grand, moins l'huile est isolante. Le facteur de dissipation révèle la présence d'humidité au sein de la résine, des vernis ou d'autres produits d'oxydation de l'huile ou de contaminants étrangers tels que de l'huile moteur ou une huile combustible.

- La tension interfaciale

C'est une mesure de la force d'attraction moléculaire entre l'eau et l'huile. C'est en fait la force (dynes/centimètres) requise pour rompre le film d'huile existant à une interface huile-eau. Elle est sensible à la présence de produits de dégradation de l'huile et les contaminants polarisés solubles (ions) provenant des matériaux isolants solides. Elle indique la présence de la boue dans l'huile. Plus il y a de contaminants dans l'huile, plus la tension interfaciale diminue. Elle est mesurée en mN/m ou en dynes/cm selon la norme ASTM D971 [25]. Une bonne huile aura une tension interfaciale comprise entre 40 et 50 dynes /cm.

- La densité relative

C'est le rapport de poids entre un volume d'huile et le même volume d'eau. Elle permet de détecter la contamination de l'huile. Elle est de moins en moins utilisée.

- La rigidité diélectrique

C'est une mesure de l'aptitude de l'huile à résister à une contrainte électrique sans qu'il y ait claquage. C'est un test électrique qui mesure la tension de claquage entre deux électrodes. Elle est exprimée en kV/mm. Certains contaminants tels que l'eau, les sédiments et les diverses particules, réduisent cette propriété d'huile isolante.

1.4.1.2 Analyse des furanes

Les composés furaniques sont générés lors de la décomposition de la cellulose (papier) sous l'action de la contrainte thermique. Fondamentalement, la température, l'oxygène, l'humidité et les acides sont des facteurs qui contribuent à la dégradation du papier. L'analyse des composés furaniques est effectuée après leur obtention par chromatographie en phase liquide à haute performance dans un laboratoire. Cinq composés furaniques ont été identifiés par Burton et al en 1984 [26], [27], [28], [29], [30], et [31] :

- Le 2-Furfuraldéhyde (2 FAL) ;
- Le 5-Hydroxyméthyl-2-furaldéhyde (5 HMF) ;
- Le 2-Furyl méthyl cétone (2 ACF) ;

- Le 5-Méthyl-2-furfuraldéhyde ou 5-Méthyl 2-furfural (5 MEF);
- Le 2 Furfurol (2 FOL).

Le 2 FAL est le composé le plus important issu de la décomposition du papier. Il est directement lié au degré de polymérisation (DP) du papier à l'intérieur du transformateur. Ces composés présentent un problème de stabilité en dessous d'une certaine température (100°C). Leur utilisation dans la détermination de l'état du papier d'un transformateur en service doit tenir compte de la température de l'huile au moment du prélèvement [32], [33]. Le degré de polymérisation est en fait l'indicateur le plus fiable dans la détermination du niveau de dégradation de papier. A partir des tests sur l'échantillon d'huile, on détermine le 2-FAL. Il existe plusieurs relations qui démontrent l'existence d'une corrélation entre le DP et le 2-FAL. Nous en présentons dans le tableau 1.4, quelques unes. Toutefois, il faut souligner que la détermination du DP à partir de la teneur en 2-FAL de l'huile est encore entachée de beaucoup d'incertitudes, comme le démontre la variété des relations rencontrées dans la littérature [34], [33].

Tableau 1.4 : Relation de corrélation entre la teneur en 2-FAL de huile et le DP [35].

N°	Relation	Référence
1	$DP = \frac{1,5 - \log_{10}(2FAL)}{0,0025}$	Chendong [36]
2	$DP = \frac{1,17 - \log_{10}(2FAL)}{0,0028}$	Scholnik et al [37]
3	$DP = 406,25 - 347,22 \times \log_{10}(2FAL)$	Chaohui et al. [38]
4	$DP = \frac{2,6 - \log_{10}(2FAL)}{0,0049}$	Vaurchex [39]
5	$325 \times (\frac{19}{13} - \log_{10}(2FAL))$	Heisler y Banzer [40]
6	$DP = \frac{1850}{2FAL + 2.3}$	De Pablo [40]

La durée de vie d'un transformateur étant liée à l'état de santé de son isolation solide, le DP et la teneur en 2-FAL sont utilisés dans la recherche de sa fiabilité. Le tableau 1.5 suivant présente les critères utilisés pour évaluer le vieillissement du transformateur ou l'état de son isolation solide.

Tableau 1.5 : Critère d'évaluation de l'état de l'isolation à partir du DP et de la teneur en 2- FAL [41]

Etat de l'isolation	Valeur du DP	Teneur en 2-FAL (ppm)
Isolation saine	1200 - 700	0 - 0,1
Détérioration modérée	700 - 450	0,1 - 1,0
Grande détérioration	450 - 250	1 - 10
Fin de vie	< 250	> 10

1.4.1.3 Analyse des gaz dissous

L'Analyse des Gaz dissous (ADG) consiste à l'interprétation des concentrations des gaz dissous dans l'huile. L'huile isolante sous l'action de stress électriques et thermiques se décompose en libérant de petites quantités de gaz. Ces gaz sont séparés et quantifiés par une technique appelée chromatographie en phase gazeuse. Plusieurs types de gaz peuvent être extraits de l'huile. Sont distingués, les gaz combustibles: hydrogène (H_2), méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), éthylène (C_2H_4), acétylène (C_2H_2), monoxyde de carbone CO, et les gaz non combustibles, l'anhydride carbonique (CO_2), l'azote (N_2) et l'oxygène (O_2). Chaque type de gaz est généralement lié à un défaut. Les proportions des concentrations dans un échantillon permettent de caractériser la sévérité et le type de défauts naissants dans les parties internes du transformateur. L'analyse des concentrations de gaz obtenues d'un échantillon permet d'une part de détecter la présence d'une anomalie dans le transformateur dès son apparition et de suivre son évolution et d'autre part, de réunir des hypothèses sur le type de défaut (point chaud, mauvaise connexion d'un contact, décharge partielle...): c'est l'analyse des gaz dissous (ADG). C'est donc une activité de diagnostic de défauts dans les transformateurs. Elle est régie par les normes CEI 60599 et IEEE C57-140. Plusieurs méthodes sont utilisées comme base d'investigation d'éventuels défauts. Elles mettent en œuvre soient les concentrations des gaz de manière individuelle (méthode des gaz clés), soient les rapports des concentrations (méthodes de Rogers et de Doernenburg), soient les pourcentages de ces rapports dans un échantillon, illustrés dans un graphique comme dans les cas des triangles de Duval et des graphiques des rapports [42], [43]. Ces méthodes sont présentées et mises en œuvre dans ce travail au chapitre 2, dans le cadre de la mise en œuvre de la maintenance des transformateurs.

Le tableau 1.6 ci-dessous présente les gaz clés, et les défauts potentiels responsables de leur production. L'équation (1.1) présente les cinq rapports généralement utilisés. Notons que l'utilisation des rapports de gaz clés dans le diagnostic des défauts a été introduite par Doernenburg puis confirmée par Rogers et la communauté européenne.

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}, \quad R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \quad R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}, \quad R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}, \quad R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}. \quad (1.1)$$

La méthode de Doernenburg [43] utilise quatre rapports R1, R2, R3 et R4. Cette méthode requiert des concentrations significatives des gaz pour qu'elle soit valide.

La méthode de Rogers met en œuvre trois rapports, R1, R2 et R4. Il est indiqué dans la norme IEEE C57.104-2008 [43] que cette méthode ne doit être appliquée que lorsque les limites normales (tableau 1.7) des gaz individuels ont été dépassées.

Tableau 1.6 : Les principaux gaz et les défauts responsables

Gaz	Défauts associés
Acétylène(C ₂ H ₂)	Défaut électrique de haute énergie (arc électrique, étincelles)
Ethylène (C ₂ H ₄)	Défaut thermique caractérisé par une surchauffe locale; Décomposition thermique de l'huile ou de la cellulose.
Ethane (C ₂ H ₆)	Défaut thermique de faible énergie; Décomposition thermique de l'huile.
Hydrogène (H ₂)	Défaut électrique de basse énergie (faibles décharges, effet couronne)
Méthane (CH ₄)	Décharges partielles (arcs) ou décomposition thermiques de l'huile.
Monoxyde de carbone (CO)	Décomposition de la cellulose.
Dioxyde de carbone (CO ₂)	
Azote (N ₂)	Défaut au niveau de l'échantillon;
Oxygène (O ₂)	Défaut d'étanchéité.

D'autres techniques sont développées dans la littérature. Elles intègrent les méthodes traditionnelles aux techniques d'intelligence artificielle pour affiner le diagnostic des défauts par l'ADG [41], [45], [46], [47], [48], [49]. Toutefois il faut noter que l'interprétation de ces gaz n'est pas une science exacte. Le taux élevé des concentrations des différents gaz doit provoquer une alarme qui devrait déclencher une analyse profonde par d'autres méthodes.

Tableau 1.7 : Limites admissibles des gaz dissous en ppm [43].

Gaz clés	Rogers	Doernenburg	IEEE
Hydrogène (H ₂)	100	200	100
Méthane (CH ₄)	120	50	120
Ethane (C ₂ H ₆)	65	35	65
Acétylène(C ₂ H ₂)	1	5	35
Ethylène (C ₂ H ₄)	50	80	50
Monoxyde de carbone (CO)	350	500	350

Il est souhaitable de noter que les limites admises des concentrations des gaz combustibles et non combustibles sont différentes d'un pays à un autre et d'un transformateur à un autre. Les différentes concentrations des gaz dans l'huile dépendent :

- Du volume d'huile dans la cuve ;
- De l'âge du transformateur ;
- Du type de transformateur (sortie des générateurs ou transmission ; hermétique ou à respiration ; de la construction des changeurs de prises.)

Après les analyses d'huiles, les résultats peuvent conduire à la mise en œuvre d'autres méthodes d'investigation pour confirmer ou approfondir l'évaluation de l'état des transformateurs. C'est le cas de certaines mesures électriques.

1.4.2 Mesures électriques

Dans le processus d'évaluation de l'état de santé d'un transformateur, les mesures électriques interviennent généralement pour lever une inquiétude après les analyses faites sur l'huile. La plupart de ces mesures nécessitent souvent que le transformateur soit hors tension. L'objectif est généralement de déterminer l'isolement des parties actives du transformateur. Ces mesures peuvent se décliner en un premier groupe de mesures portées sur les caractéristiques diélectriques du transformateur. Elles ne sont pas exigeantes en moyens. Un deuxième groupe, qui mobilise de plus gros moyens, est porté vers la recherche des anomalies physiques dans les parties internes du transformateur.

1.4.2.1 Les mesures diélectriques

Elles regroupent les mesures du facteur de pertes et les mesures d'isolement.

a) La mesure du facteur de perte

Les mesures du facteur de dissipation indiquent l'état de l'isolation liquide et solide à l'intérieur du transformateur. Le facteur de dissipation diélectrique d'un isolant ($\tan \delta$) est la tangente de l'angle de perte. L'angle de perte est l'angle pour lequel la différence de phase entre la tension appliquée et le courant dévie de 90° lorsque le diélectrique se compose exclusivement de l'isolant. Cette déviation est due en effet à la dégradation du diélectrique (vieillessement du papier, présence d'eau dans le papier, mauvais état de l'huile, décharge électrique). Le vieillissement et la décomposition de l'isolation, ou la pénétration d'eau, augmentent la quantité d'énergie sous forme de chaleur dans l'isolation. Le niveau de ces pertes est mesuré par le facteur de dissipation. Lorsque cette déviation est faible, le facteur de perte se confond au facteur de puissance. La figure ci-après illustre la relation entre le facteur de perte d'un isolant et le facteur de puissance qui représente les pertes dans l'isolation.

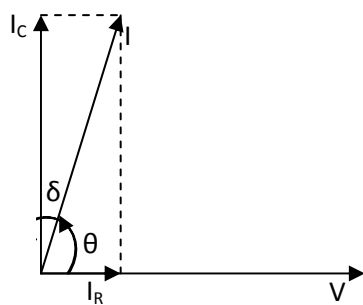


Figure 1.6 : Illustration de la relation entre l'angle et le facteur de puissance

δ = angle de perte

θ = déphase entre la tension appliquée V et le courant de fuite I traversant l'isolant

$\cos\theta$ = facteur de puissance, représente les pertes dans le diélectrique.

$\tan\delta$ = facteur de dissipation diélectrique

I_c = courant de charge

I_R = courant de perte

b) Mesure de l'isolation

L'isolation peut s'évaluer entre les parties actives en présence. L'isolant se comporte comme un condensateur dont chaque partie active constitue une armature (figure 1.7) . La capacité fournit les informations générales sur la perte de l'isolement au niveau du noyau ou au niveau des enroulements du transformateur. La mesure de la capacité se fait entre la cuve et l'enroulement ou entre enroulements. La figure 1.7 ci - après présente les capacités d'isolement dans le cas d'un transformateur à 3 enroulements.

C_{c-e} : capacité entre cuve et enroulements ; C_{e-e} : capacité entre enroulements

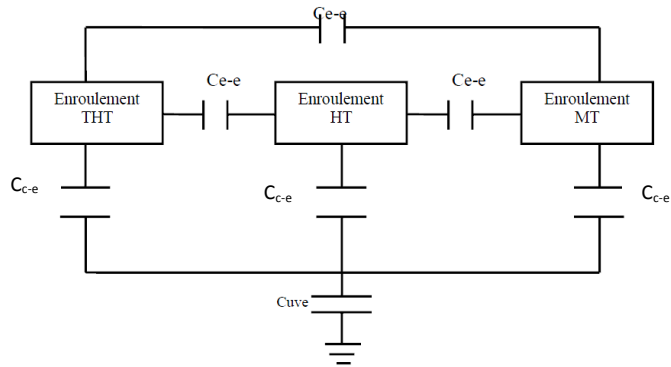


Figure 1.7 : Capacités d'isolement dans le cas d'un transformateur à 3 enroulements. [50]

Elle peut aussi s'évaluer au niveau des traversées. Les valeurs de capacité des traversées indiquent la présence de claquages partiels entre les couches capacitatives. Pour les traversées à papier enduit de résine, les fissures par lesquelles l'huile a fui peuvent aussi modifier la valeur de la capacité. Une augmentation de la capacité de plus de 10 % est normalement considérée comme dangereuse, car elle indique qu'une partie de l'isolement est déjà dégradée et que la contrainte diélectrique s'exerçant sur l'isolation restante est trop élevée.

Une haute tension est appliquée à la borne de la traversée à mesurer, et un condensateur de référence à faibles pertes y est connecté en parallèle. Les courants traversant l'isolation et le condensateur de référence sont mesurés et la différence de temps au passage à zéro est déterminée. L'angle de perte δ (figure 1.6) est ensuite calculé à partir de cette différence de temps. La tangente de cet angle représente le facteur de dissipation. Les résultats sont comparés aux valeurs données dans les normes IEEE C57.10.01 et CEI60137 et ils peuvent aussi être comparés à des mesures de référence, à une autre phase ou à un transformateur identique.

D'après les experts [51], si les valeurs s'écartent d'une quantité plus importante que les valeurs indiquées par les normes, une analyse de la réponse diélectrique pour vérifier si l'humidité n'a pas augmenté, peut être réalisée. Des tests chimiques peuvent être effectués pour contrôler la qualité du liquide isolant (analyse des gaz dissous dans l'huile, résistance à la rupture diélectrique, tension disruptive, etc.).

c) Mesure des résistances d'isolement

La mesure de la résistance d'isolement est non-destructive dans les conditions normales de test. Réalisée en appliquant une tension continue d'amplitude inférieure à celle de l'essai diélectrique, elle fournit un résultat exprimé en $k\Omega$, $M\Omega$, $G\Omega$ voir $T\Omega$. Cette résistance exprime la qualité de l'isolement entre deux éléments conducteurs (entre enroulements, entre enroulement et cuve, entre cuve et masse). Son caractère non destructif (car l'énergie est limitée) la rend particulièrement intéressante pour le suivi du vieillissement des isolants durant la période

d'exploitation du transformateur. Cette mesure est réalisée au moyen d'un contrôleur d'isolement également appelé mégohmmètre. Par principe, la résistance d'isolement présente une valeur très élevée mais pas infinie et donc par la mesure du faible courant circulant, le mégohmmètre indique la valeur de la résistance d'isolement en fournissant un résultat qui peut être influencé par la température ou l'humidité.

La résistance d'isolation donne une indication sur le risque de circulation de courants de fuite.

Dans la pratique, divers types de méthodes de mesures et d'interprétation des résultats [52] peuvent aussi être effectués.

1.4.2.2 Autres mesures électriques

Ces mesures contribuent généralement à la localisation d'un défaut soupçonné après les analyses d'huile. Nous pouvons citer dans cette rubrique :

- La mesure des résistances d'enroulement;
 - La mesure du rapport de transformation et du courant d'excitation à vide;
 - Mesure l'impédance de court-circuit;
 - L'analyse de la réponse en fréquence;
 - La mesure des décharges partielles.
- La mesure des résistances d'enroulement

Les mesures de résistance d'enroulement sont effectuées pour évaluer la détérioration possible des enroulements. Ces mesures permettent également de contrôler l'état du changeur de prise en charge, savoir quand il faut nettoyer ou remplacer les contacts du changeur de prise en charge, ou quand il faut le remettre en état. La durée de vie du changeur de prise en charge est plus courte que celle de la partie active du transformateur.

Pour mesurer la résistance d'un enroulement, ce dernier doit d'abord être chargé en énergie jusqu'à ce que son inductance soit saturée. La résistance peut ensuite être déterminée en mesurant le courant et la tension en continu (mesure volt-ampèremétrique). Pour les enroulements à prises, cette opération doit être effectuée pour chaque position de prise, d'où l'intérêt de tester ensemble le changeur de prise et l'enroulement. Les résultats doivent être comparés à une mesure de référence, entre les phases, ou aux valeurs d'un transformateur identique. Les résultats ne doivent pas différer de plus de 1 % par rapport aux mesures de référence. Les différences entre les phases sont généralement inférieures à 2 voire 3 %.

On peut aussi effectuer la mesure de la résistance pour chaque position du changeur de prise, en procédant de la même manière pour chaque prise.

La valeur de la résistance devra être corrigée en appliquant la relation ci-après [51] :

$$R_{cor} = R_m \left(\frac{\theta_F + \theta_{ref}}{\theta_F + \theta_m} \right) \quad (1.2)$$

R_m : Résistance mesurée ;

R_{cor} : Résistance corrigée ;

$\theta_F = 235$ °C pour le cuivre et 225 °C pour l'aluminium ;

θ_{ref} : Température de référence en °C ;

θ_m : Température des enroulements en °C.

On mesure aussi la résistance dynamique de l'enroulement lors du changement de prise. Le changeur de prise doit passer d'une position de prise à une autre sans interrompre le courant de charge. Le courant continu de mesure décroît provisoirement lors de la commutation du changeur de prises pendant la mesure de la résistance d'enroulement. Cette chute du courant doit être mesurée et comparée pour toutes les prises, comme le recommande le guide 445 du Cigré sur la maintenance des transformateurs [53].

- La mesure du rapport de transformation et du courant d'excitation

Les mesures sont effectuées pour évaluer la détérioration éventuelle des enroulements (court-circuits entre spires par exemple) en comparant le rapport et les courants magnétisants mesurés, aux spécifications, aux résultats des mesures en usine et/ou entre les phases.

En usine, ces mesures sont réalisées pour vérifier que le rapport et le couplage sont corrects.

Pour chaque colonne du transformateur, le rapport entre l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire est mesuré en appliquant une haute tension du côté HT et en procédant à la mesure du côté BT. Le rapport de ces tensions, égal au rapport du nombre de spires, est calculé. Les résultats sont comparés aux valeurs nominales et entre les phases.

Le courant d'excitation correspond au courant qui circule dans l'enroulement HT si l'enroulement BT est ouvert. Les résultats sont comparés à une mesure de référence ou à une mesure effectuée sur un transformateur identique [51].

Le test du rapport des nombres de spires n'est normalement effectué qu'en cas de suspicion d'un problème suite à une analyse des gaz dissous (DGA), un test du facteur de dissipation ou un déclenchement d'un relais. Ce test détecte les court-circuits entre spires indiquant un défaut d'isolation. Si le test du courant d'excitation présente des écarts et qu'aucune erreur n'est révélée par un test de la résistance d'enroulement CC ou par un test du rapport, la cause peut être due à un défaut du circuit magnétique ou à un flux résiduel.

- Mesure de l'impédance de court-circuit

Les mesures sont effectuées pour évaluer la détérioration ou le déplacement éventuel des enroulements. Les mesures sont comparées dans le temps ou entre les phases. Dans le cas d'un court-circuit, les forces agissent en direction du circuit magnétique pour l'enroulement interne et en s'éloignant pour l'enroulement externe (Figure 1.8). Le flux de fuite va varier si ces forces influent sur la distance entre les enroulements. Les court-circuits entre les conducteurs en parallèle ainsi que l'échauffement local suite aux pertes importantes par courants de Foucault liées aux courants supplémentaires peuvent notamment être détectés.

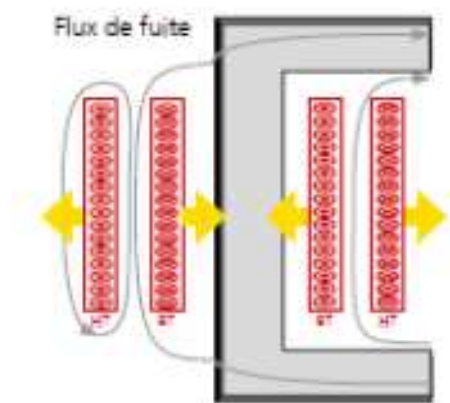


Figure 1.8 : Forces agissant sur les enroulements lors d'un court-circuit [51].

Les mesures de l'impédance de court-circuit doivent de préférence être effectuées sur un spectre de fréquences. Cette méthode est généralement dénommée « réponse en fréquence des pertes supplémentaires ». Dans ce cas, la source alternative doit être à une fréquence variable.

La réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires de chaque phase sera quasiment identique si toutes les phases sont en bon état. Une augmentation de la fréquence provoquera une augmentation de l'impédance car l'effet de peau (à fréquence élevée, le courant circule sur la surface du conducteur) devient plus prononcé. La figure 1.9 ci-dessous présente la détection d'un défaut sur une phase par la variation de la fréquence.

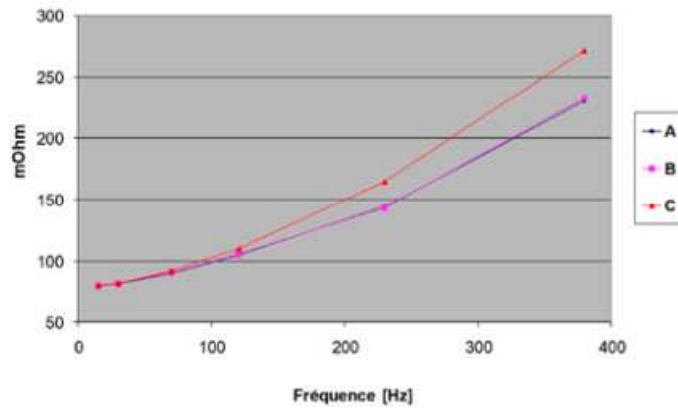


Figure 1.9 : Résultats de test de la réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires avec la phase C en défaut [51].

En ce qui concerne la réactance de fuite, les écarts de plus de 1 % doivent faire l'objet d'une investigation par d'autres tests tels que l'analyse de la réponse en fréquence (FRA).

- L'analyse de la réponse en fréquence

L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est utilisée pour vérifier l'intégrité électrique et mécanique de la partie active du transformateur (circuit magnétique et enroulements conducteurs). En outre, la FRA convient parfaitement à l'exécution du diagnostic plus poussé, si les tests ou les contrôles périodiques identifient des irrégularités. De plus, un nombre de plus en plus grand d'exploitants utilise la FRA pendant les tests de routine car cette méthode permet de détecter un large éventail de défauts tout en étant non intrusif. L'analyse FRA est la méthode la plus sensible pour détecter les déformations mécaniques.

Une tension d'excitation sinusoïdale, dont la fréquence augmente en continu est appliquée à une borne d'un enroulement tandis qu'à l'autre extrémité de l'enroulement, le signal de réponse est mesuré. La fonction de transfert de l'enroulement représente le rapport entrée / sortie. La fonction de transfert d'un enroulement dépend des éléments résistifs, inductifs et capacitifs du transformateur. Les modifications subies par ces éléments à la suite d'une défaillance entraînent des modifications de la fonction de transfert. Les résultats sont représentés en amplitude et en phase comme sur un diagramme de Bode. (Figure 1.10)

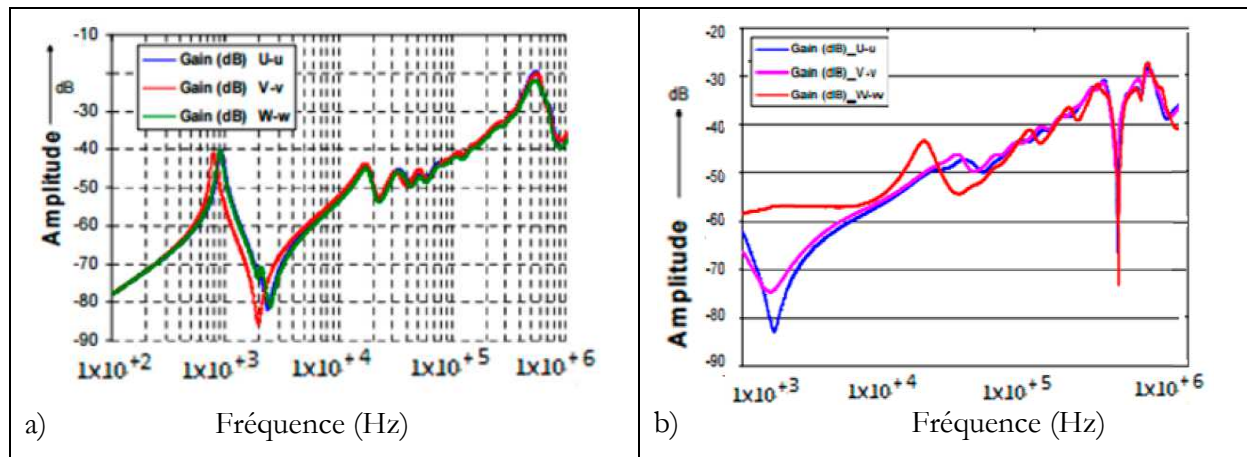


Figure 1.10 : Exemple de signature de réponse en fréquence a) Cas d'un transformateur sain; b) cas d'un transformateur présentant un défaut [54].

L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est basée sur la comparaison d'un test de référence avec un test réel, le test de référence étant souvent une empreinte qui a été mesurée au préalable. Lorsqu'une telle empreinte n'est pas disponible, une autre phase ou un transformateur identique à titre de comparaison peut être utilisé.

Notons que cette analyse permet de détecter un large éventail de défauts. Certains de ces défauts peuvent être confirmés par la mesure d'autres paramètres, tels que la résistance d'enroulement, la réponse en fréquence des pertes supplémentaires, l'impédance de court-circuit, le courant d'excitation ou la mesure du rapport. Cependant, aucune autre méthode ne donne des indications aussi précises que l'analyse de la réponse en fréquence pour savoir si les enroulements ont été déformés, par exemple par l'action de forces mécaniques résultant d'un défaut [51].

- L'analyse des décharges partielles

La présence des défauts dans les isolants sous forme de vacuoles conduit souvent, sous l'effet d'un fort champ électrique au phénomène de décharges partielles. Ce sont en fait des claquages disruptifs se produisant de façon erratique dans les vacuoles, sans entraîner une perforation totale de l'isolant. Une fois apparues, les décharges partielles (DP) provoquent une rupture progressive des matériaux isolants en produisant du carbone (CO et CO₂).

Les conséquences directes de l'activité des décharges partielles dans un transformateur au niveau de la cuve peuvent se résumer par la dégradation de l'huile et la production des gaz. Les phénomènes tels que les arcs électriques, les étincelles et les décharges rampantes qui accompagnent les décharges partielles contribuent fortement à la dégradation du système d'isolation. D'après [55], 15 à 20 % des défaillances soudaines et la plupart des événements catastrophiques dans les transformateurs sont liés à l'activité des décharges partielles.

Les mesures de DP sont effectuées sur l'isolation des transformateurs afin de déterminer son état et de prévenir de façon sûre sa rupture. Un condensateur de couplage est connecté en parallèle à l'isolation à mesurer. Tous les mouvements de charge dans l'isolation (correspondant à des capacités) seront visibles dans la charge du condensateur de couplage. La circulation de courant résultant dans les capacités en parallèle est mesurée et interprétée.

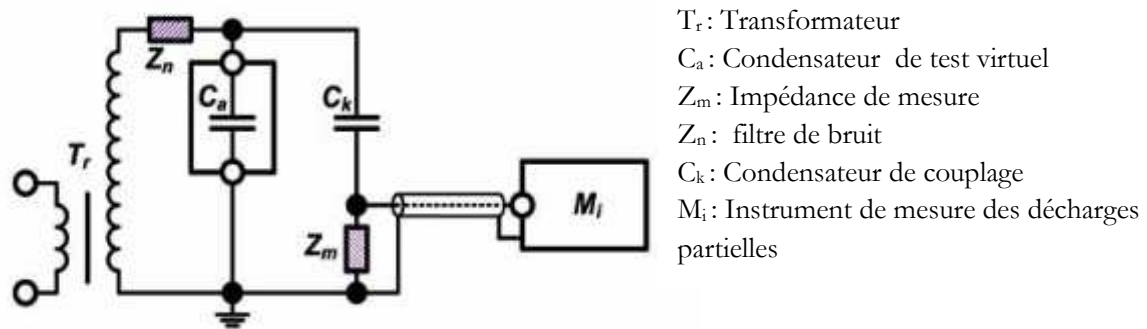


Figure 1.11 : Circuit de mesure des décharges partielles selon la norme IEC 60270 [56].

Les décharges partielles peuvent également être détectées par une analyse chimique des gaz dissous (DGA). Cette analyse ne permet pas toutefois de localiser les décharges partielles.

1.5 Conclusion du chapitre

Les transformateurs de puissance jouent un rôle important dans la fourniture de l'énergie électrique, de la production à la distribution vers les consommateurs. La disponibilité de l'énergie électrique dépend donc de leur aptitude à fonctionner sans défaillance. En effet, pendant leur fonctionnement, les transformateurs sont soumis à des contraintes qui entraînent souvent l'apparition des défauts. La connaissance des mécanismes de ces défauts est une étape importante dans le processus de maintenance et de gestion de ces équipements. Ce chapitre a présenté les connaissances fondamentales sur les transformateurs, les différents défauts qui peuvent survenir et l'évaluation de leur état de santé. Le prochain chapitre traitera des différentes stratégies de maintenance qui peuvent être appliquées pour assurer la disponibilité des transformateurs en service.

Chapitre 2 : Maintenance et Gestion des transformateurs

Sommaire

2.1 Introduction	52
2.2 Stratégies de maintenance des transformateurs.....	52
2.2.1 Inspections et tests de routine.....	53
2.2.2 Maintenance basée sur le temps (TBM, Time Based Maintenance)	54
2.2.3 Surveillance conditionnelle de l'état du transformateur (TBCM, Time Based Condition Monitoring).....	54
2.2.4 Surveillance en ligne de l'état du transformateur (OLCM, On-line Condition Monitoring).....	55
2.2.5 Maintenance préventive Conditionnelle (CBM, Condition Based Maintenance)	55
2.3 Gestion de la maintenance des transformateurs	57
2.3.1 Planification de la maintenance	58
2.3.2 Organisation de la maintenance	59
2.3.3 Exécution de la maintenance	60
2.3.4 L'enregistrement de données de maintenance	60
2.3.5 Optimisation de la maintenance.....	60
2.4 Mise en œuvre de la maintenance des transformateurs	61
2.4.1 Maintenance des composantes externes du transformateur	62
2.4.2 Maintenance des composantes internes du transformateur.....	63
2.4.3 Diagnostic à partir d'analyse d'huile	64
2.5 Conclusion du chapitre	79

Résumé

L'aptitude d'un transformateur à jouer efficacement son rôle dans un réseau électrique dépend des différentes mesures prises pour assurer sa disponibilité. La maintenance organise toutes les actions qui concourent à cet effet. Ce chapitre présente les différentes stratégies de maintenance recommandées par les différents organismes de normalisation. Il résume l'essentiel des aspects liés à la gestion d'un parc de transformateurs, de la planification à l'enregistrement des données d'historique de maintenance. Les méthodes de diagnostic basées sur l'analyse de l'huile isolante sont présentées. Les méthodes basées sur l'analyse des gaz dissous dans l'huile y sont rappelées et mises en œuvre pour une exploitation automatique.

2.1 Introduction

La maintenance des transformateurs est une activité qui s'intègre dans le processus de gestion d'un parc de transformateurs. A ce titre, l'exploitant des transformateurs doit avoir un regard sur chaque unité de son parc. Dans cette activité, maintenir la disponibilité des transformateurs est l'un des objectifs majeurs de tout exploitant. Cet objectif passe par le maintien de la fiabilité de chaque transformateur et s'opère à travers un niveau de maintenance adapté à chaque contexte d'utilisation et de gestion des transformateurs.

La maintenance des transformateurs se déploie dans le cadre d'une politique qui met en œuvre à la fois des moyens matériel, économique et une ressource humaine adéquats.

Comme pour tout appareil, il existe une documentation fournie par chaque fabricant de transformateurs. Elle définit généralement les grandes lignes de maintenance en rapport avec les choix technologiques utilisés. Il existe aussi dans la littérature de guides qui proposent des meilleures pratiques au vue de l'expérience dans ce domaine [57], [58], [59], [60].

Ce chapitre a pour objet de proposer une synthèse des activités de maintenance des transformateurs telles que rencontrées dans la pratique. Il s'articule autour des principes de base définissant les stratégies, les processus et les actions de maintenance des transformateurs de puissance, immergés dans de l'huile.

2.2 Stratégies de maintenance des transformateurs

Les transformateurs sont des équipements robustes, construits avec une bonne fiabilité. Toutefois, les exploitants doivent mettre en œuvre des stratégies de maintenance qui leur assurent une disponibilité et une fiabilité continues. Une bonne stratégie de maintenance assure aux transformateurs, une durée de vie à un coût relativement maîtrisé. Elle doit intégrer un ensemble d'actions qui permettent de suivre l'état du transformateur dès sa mise en fonctionnement jusqu'à sa fin de vie. Il existe plusieurs méthodes qui peuvent rentrer dans une stratégie de maintenance d'un transformateur. Chaque méthode ou groupes de méthodes combinées doit aboutir à l'évaluation de l'état réel du transformateur. Il sera déclenché une action de maintenance corrective ou une évaluation poussée, selon les résultats de cette évaluation. La méthodologie de l'évaluation de l'état d'un transformateur est donnée en annexe1. La figure 2.1 ci-dessous résume les opérations et le cycle de maintenance d'un transformateur de sa mise en service à sa fin de vie, telle que propose la référence [59]. Elle organise les différents types de maintenances préventives (systématique et conditionnelle) et propose une mise en œuvre qui guide l'exploitant dans l'évaluation de l'état du transformateur. Ces différentes techniques sont présentées ci-dessous.

Elles font appels aux tests de routine et d'inspection d'une part et d'autre part aux tests de niveau 2 ou 3 [60] lorsque le transformateur est en service ou hors tension.

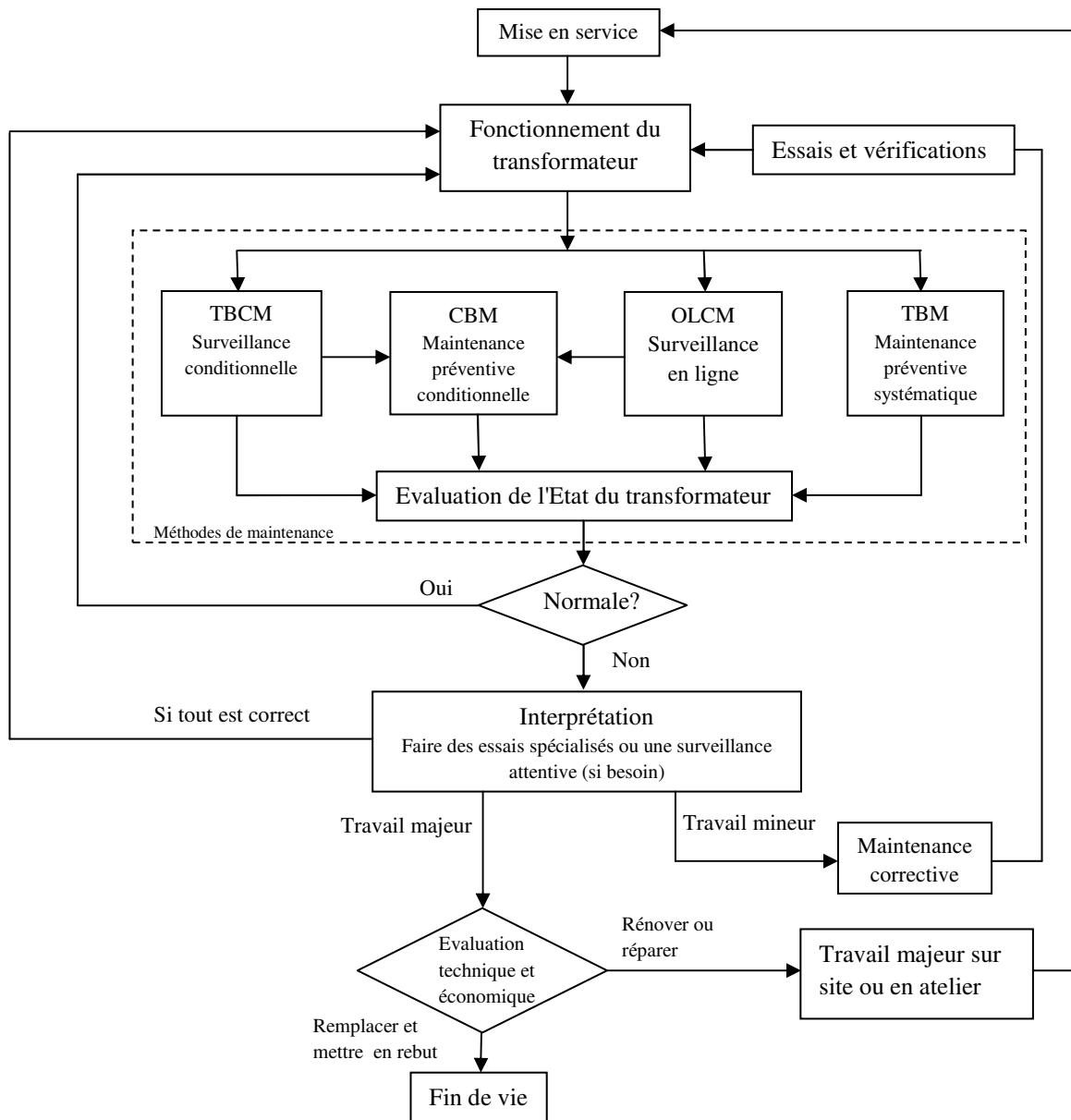


Figure 2.1 : Opérations et cycle de maintenance du transformateur.

2.2.1 Inspections et tests de routine.

L'activité de maintenance s'appuie essentiellement sur celle du diagnostic. Le diagnostic met en œuvre un ensemble de techniques permettant d'identifier des comportements aberrants. Ces techniques regroupent en amont des tests, des essais et mesures, suivis en aval d'analyses et d'interprétations permettant de comprendre des avertissements de défauts ou de défaillances. L'annexe 2 présente un organigramme qui guide les investigations ou la recherche des causes probables de défauts et de défaillances. Les inspections et les tests de routine constituent pour le

cas de la maintenance des transformateurs, le premier niveau d'actions dans la mise en œuvre d'une politique de maintenance. A partir des résultats de ce niveau d'investigation, il peut se déclencher d'autres niveaux d'investigation comme le présentent les annexes 1 et 2 sur la méthodologie d'évaluation de l'état d'un transformateur et l'organigramme du diagnostic des transformateurs.

Comme l'indiquent les différents guides de maintenance [58], [59], les inspections, dont il est question à ce premier niveau d'actions, concernent les inspections visuelles et auditives. Ces actions sont généralement focalisées sur les vannes mal positionnées, les radiateurs colmatés, les indicateurs de température et jauges de niveau d'huile bloqués, les pompes à huiles ou ventilateurs bruyants. Il est question de procéder pendant ces inspections à l'écoute des bruits inhabituels du transformateur (cliquetis, grésillements, etc.), et aux relevés de niveau d'huile et des valeurs de températures ou d'autres compteurs tels que les compteurs de décharges des parafoudres. Certaines surveillances peuvent être effectuées à distance à l'aide de systèmes de supervision et d'acquisition de données (SCADA). Cette étape de la maintenance des transformateurs doit s'intégrer dans toutes les méthodes de la figure 1 présentée au paragraphe précédent.

2.2.2 Maintenance basée sur le temps (TBM, Time Based Maintenance)

Il est question de la maintenance préventive systématique. Les actions telles que la vidange d'huile, la lubrification et le remplacement des pièces sont programmées à des périodes fixes, et à des intervalles réguliers, indépendamment de l'état du transformateur. Facile à planifier et à mettre en œuvre, cette méthode vise à réduire la probabilité d'avoir une panne. Elle est de loin la plus rentable et s'applique en parallèle avec d'autres méthodes dans une politique générale de maintenance.

2.2.3 Surveillance conditionnelle de l'état du transformateur (TBCM, Time Based Condition Monitoring)

Cette stratégie vise à mettre en œuvre des actions à effectuer à des intervalles réguliers et pré-planifiés telles que des contrôles visuels, des mesures et des tests pour évaluer l'état du transformateur. Les résultats sont souvent utilisés pour décider de l'étendue des actions de maintenance requise à cet instant ou dans le futur. Cette méthode est généralement associée à la maintenance conditionnelle.

2.2.4 Surveillance en ligne de l'état du transformateur (OLCM, On-line Condition Monitoring)

Les informations sur l'état du transformateur sont collectées pendant son fonctionnement. Les actions à mener peuvent inclure l'échantillonnage d'huile pour l'analyse des gaz dissous en laboratoire, la réalisation d'un balayage thermique infrarouge pour rechercher les points chauds ou la réalisation d'observations simples telles que les niveaux d'huile dans les traversées.

A cette méthode peut être associée la surveillance continue en ligne, qui met en œuvre des moyens électroniques intelligents. Ces dispositifs communiquent au moyen d'alarmes ou d'autres formes de messages alertant sur une détérioration significative ou un changement d'état du transformateur. Ce qui devrait conduire à prendre des mesures appropriées avant la défaillance. Cette méthode peut constituer la base de la maintenance conditionnelle et réduire le risque de défaillance catastrophique inattendue.

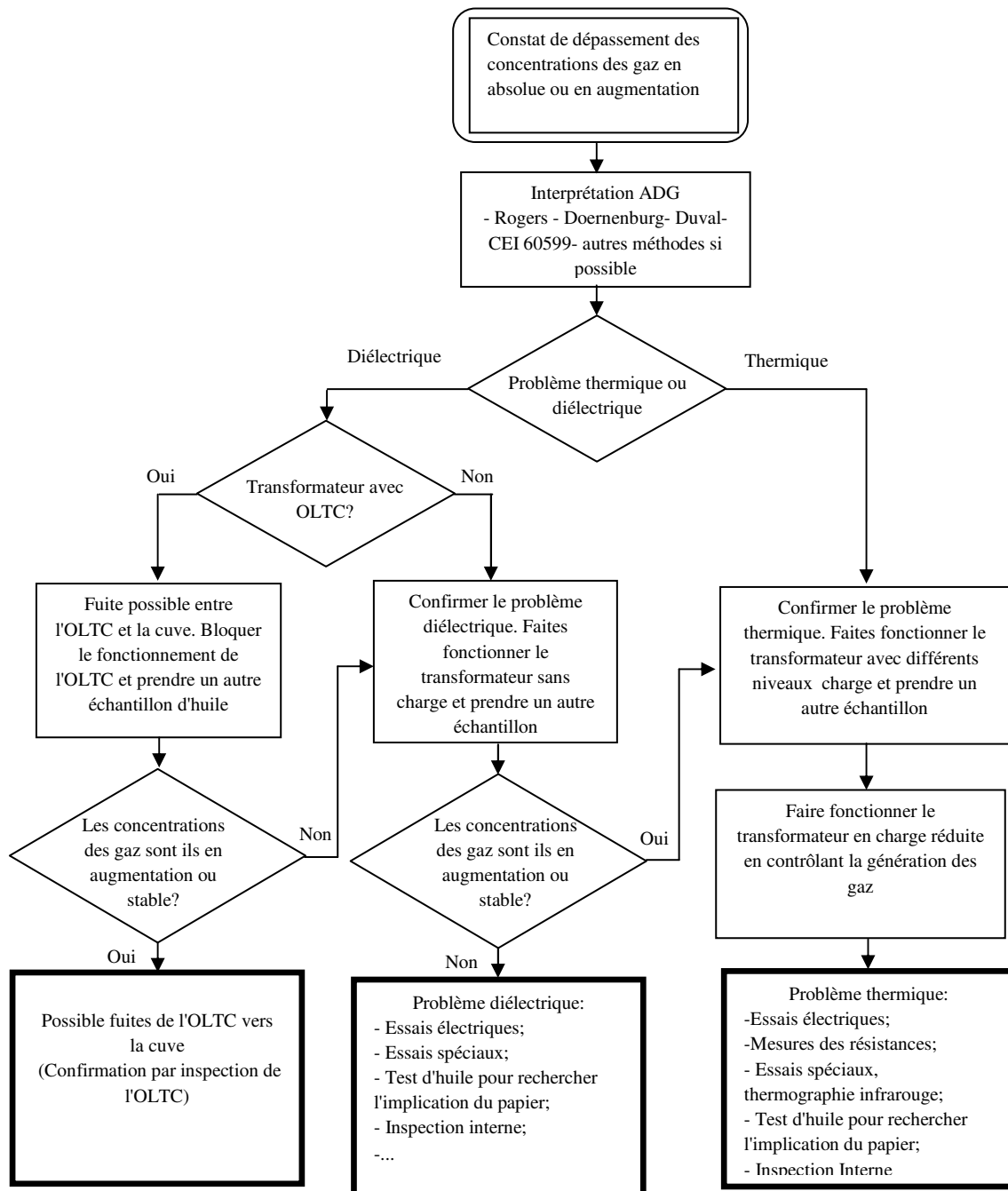
2.2.5 Maintenance préventive Conditionnelle (CBM, Condition Based Maintenance)

La maintenance préventive conditionnelle des transformateurs est basée sur l'évaluation de l'état physique réel de l'appareil. Elle tient compte de son utilisation, de l'occurrence d'événements, de l'usure possible des pièces de commutation en mouvement et des performances d'équipements similaires. Pour la mettre en œuvre, l'évaluation de l'état du transformateur doit nécessairement être faite par des méthodes telles que TBCM, OLCM et la surveillance continue en ligne. Elle s'applique dans le cas où l'état technique peut être mesuré et évalué par rapport à des critères pertinents sur l'état de santé de l'huile par exemple, pour invoquer une action. L'intégration de la CBM dans une politique de maintenance vise à réduire les coûts en effectuant la maintenance uniquement lorsqu'un changement d'état de l'équipement justifie une action. La CBM nécessite toutefois un processus de planification plus complexe. Cette méthode est souvent utilisée dans le cadre d'un plan d'indisponibilité basé sur le temps pour reporter l'entretien à la prochaine panne disponible.

Dans la maintenance des transformateurs, les analyses d'huile apportent des informations capitales sur la prise de décision des actions à entreprendre en cas de détection de défauts. Lorsque les valeurs des paramètres d'observations sont au-delà des valeurs normales [43], [42], la recherche de la cause de l'écart observé doit être déclenchée et des mesures correctives programmées. L'analyse des gaz dissous dans l'huile est généralement faite en premier, suivie des tests de vérification des principales caractéristiques de l'huile. Il est important de rappeler ici les

processus devant guider la prise de décision lorsqu'il est observé des dépassements des valeurs d'analyse physico-chimique de l'huile.

La figure 2.2 ci-dessous présente la démarche ou le processus de décision dans le cas où les gaz dissous dans l'huile sont au-delà des valeurs limites indiquées par les normes. La figure 2.3 traite le cas des paramètres diélectriques et de qualité de l'huile.



¹**Figure 2.2** : Processus de décision d'action à entreprendre à la suite d'un constat de dépassement des valeurs de concentration des gaz dissous dans l'huile [59].

¹ OLTC : On-Load Tape changer (Changeur de prise en charge)

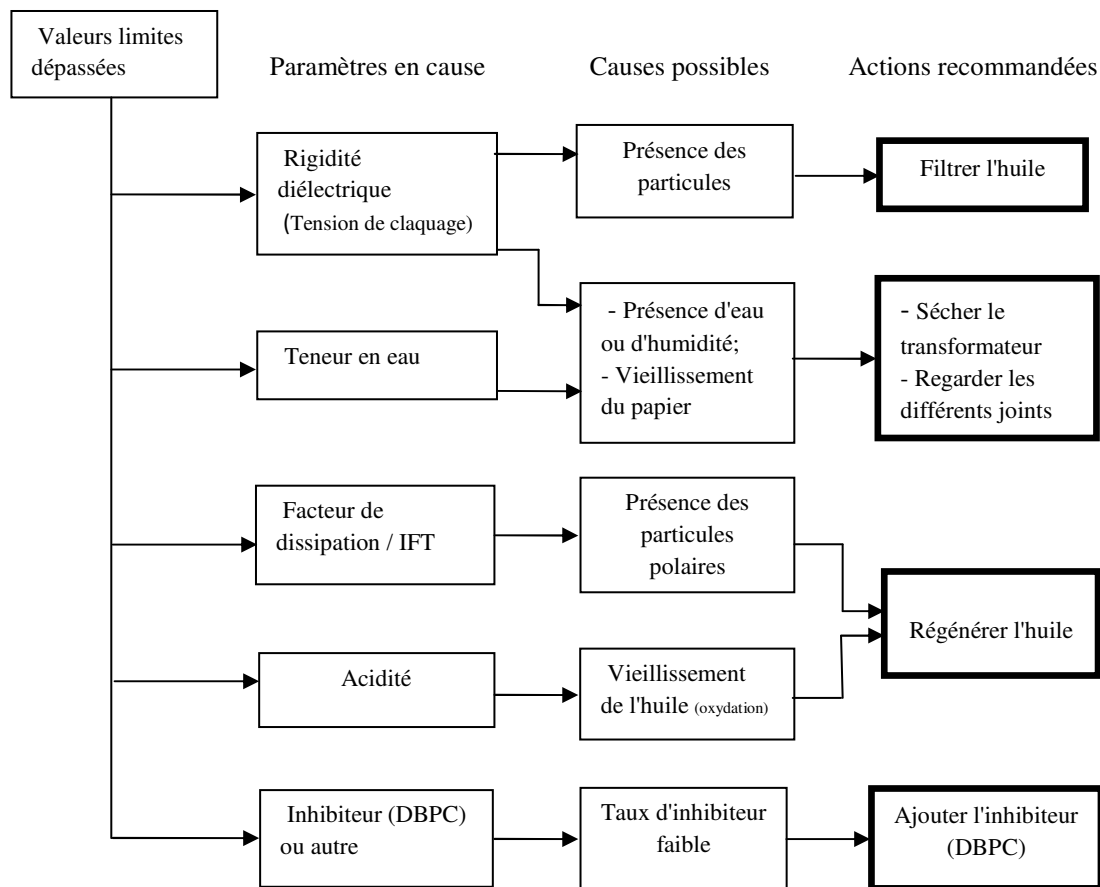


Figure 2.3 : Processus de décision lorsque les paramètres des tests d'huiles dépassent les valeurs normatives [59].

Il est souhaitable de noter aussi qu'il est possible que le transformateur se mette en arrêt à la suite d'un défaut détecté par les dispositifs de protection. Dans ce cas, avant la remise en tension du transformateur, des investigations doivent être entreprises. Ces actions rentrent dans le cas de la maintenance corrective. L'annexe 3 présente un schéma qui guide la prise de décision dans le cas du déclenchement d'une protection.

2.3 Gestion de la maintenance des transformateurs

Pendant la vie du transformateur, un ensemble d'informations concernant les événements opérationnels de son utilisation doit être collecté, analysé et utilisé. Une organisation qui exige une minutie particulière doit être élaborée pour faciliter la prise de décision. La maintenance des transformateurs est donc une activité assez structurée qui suit un processus bien établi. Ce processus s'intègre dans la gestion de la maintenance et se résume en quatre étapes comme le présente la figure 4. À ces quatre étapes de planification, d'organisation, d'exécution et

d'enregistrement des données, il est associé une phase de retour d'information pour l'optimisation de la maintenance du transformateur.

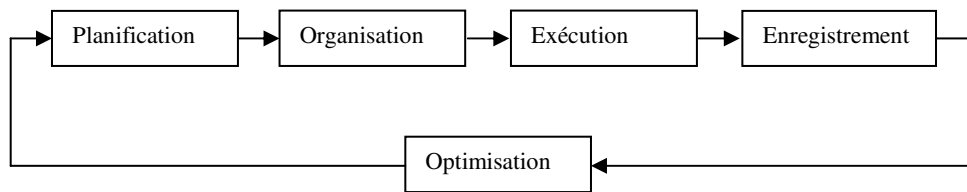


Figure 2.4 : Processus de maintenance [59].

À chaque étape de ce processus détaillé ci-dessous, les informations pertinentes sur les performances du transformateur doivent être disponibles. Elles permettent à l'exploitant d'avoir un regard assez large dans la gestion de chaque transformateur, mais aussi d'un groupe de transformateurs comme c'est généralement le cas. Tout ceci implique de tenir compte non seulement de l'état de chaque unité, mais aussi d'autres facteurs liés à l'environnement et aux moyens économiques disponibles.

2.3.1 Planification de la maintenance

C'est une étape très importante dans le processus de gestion de transformateurs. Elle intègre non seulement l'historique des événements et actions antérieures, mais aussi l'état de tous les éléments associés à la ligne de production où se trouve le transformateur.

Il est question de répondre à ce stade, aux questions suivantes: Que doit-on faire sur le transformateur ? Quand doit-on le faire ? Et comment le faire?

En faisant référence aux suggestions du manuel constructeur de chaque transformateur et de l'état des autres unités, l'exploitant fait une planification sous forme de directives à suivre. Il est donc produit des documents bien conservés qui regroupent entre autres:

- Les informations générales sur le transformateur (type, tension, Puissance,...);
- Le type de travaux de maintenance à effectuer avec des critères pertinents les motivant (résultats des diagnostics). Il est fait référence aux méthodes qui précisent l'organisation des actions et l'état opérationnel du transformateur (Intervalle de temps, événements divers, hors tension et déconnecté, etc.);
- La qualification et les compétences de l'équipe qui doit effectuer les travaux;
- La liste de travaux à effectuer et le temps requis pour le faire;
- Un extrait du manuel du fabricant avec des informations détaillées;
- Les formulaires de rapport de maintenance et d'autres sources d'informations.

Les exploitants utilisent dans cette tâche de planification des systèmes de gestion de la maintenance assistée par ordinateur. Ces outils permettent de gérer un ensemble d'informations pour planifier les actions de maintenance conditionnelle et corrective. La figure 2.5 ci-dessous présente les informations gérées par un tel système.

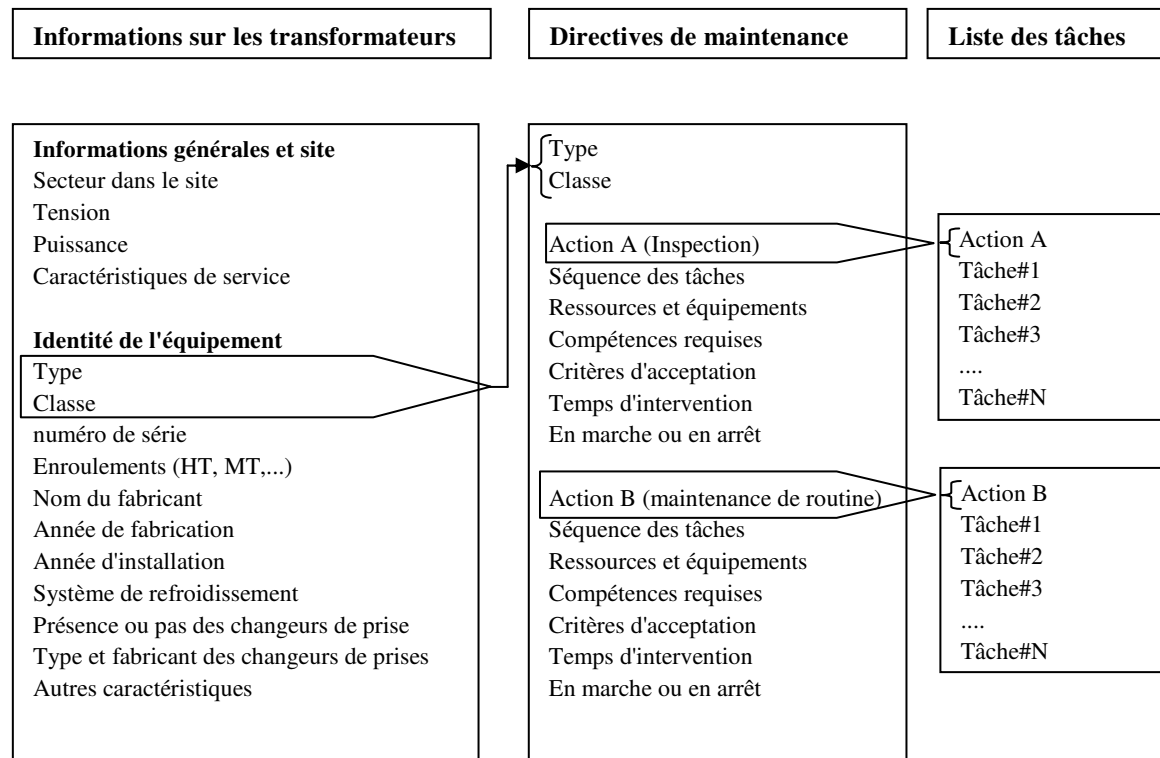


Figure 2.5 : Illustration des informations gérées par un système d'aide à la maintenance [59].

2.3.2 Organisation de la maintenance

C'est la phase de la mise en place et de l'opérationnalisation de la planification. Les transformateurs sur lesquels il faut agir sont identifiés en même temps que les différentes tâches et les ressources nécessaires pour la phase d'exécution. Le gestionnaire de la maintenance organise les actions quotidiennes qui impliquent la mobilisation et la disponibilité de toutes les ressources et compétences, la passation des marchés, la planification des interruptions. Il est question de répondre aux questions opérationnelles dont les réponses conduiraient à l'identification des équipes et des tâches qui leurs seront assignées d'une part et d'autres par de déterminer la durée de chaque tâche et si le transformateur devrait être en arrêt ou pas.

Cette organisation doit tenir compte de l'exigence de continuité de service et de respect des normes selon la philosophie de l'entreprise. Il est aussi question d'avoir une vue générale de toutes les opérations pratiques qui doivent intervenir, afin de les coordonner et rendre la maintenance efficace et efficiente (d'autres éléments peuvent être maintenus pendant l'arrêt du

transformateur et certaines tâches peuvent être faites sur plusieurs transformateurs au même moment). Dans cette organisation, le gestionnaire doit aussi tenir compte de la possibilité de faire des investigations supplémentaires.

2.3.3 Exécution de la maintenance

Dans la phase d'organisation, les différentes ressources et compétences ont été identifiées. Le choix peut être fait sur l'externalisation de certaines tâches qui exigent des compétences qui ne sont pas disponibles dans l'entreprise. La politique générale de l'entreprise décide des tâches à sous-traiter. Il est aussi question dans cette phase de veiller aux respects des conditions de sécurité. La mise à la terre, le travail en hauteur, le port des équipements de protection individuelle (inhalation des gaz), gestion du système de prévention d'incendie.

L'exécution opérationnelle de la maintenance consiste en l'application de la politique générale mise en place. Les actions de maintenance peuvent alors s'appliquer sur chaque unité, ou sur un groupe d'appareils identifiés. Ces actions s'organisent autour des composantes du transformateur comme développé au paragraphe 2.4.

2.3.4 L'enregistrement de données de maintenance

L'enregistrement des données de maintenance est une phase assez importante dans le processus de gestion du transformateur. Les données enregistrées peuvent être utiles au service financier comme au service technique.

Pour le service financier, il est important de quantifier le coût de toutes les ressources mobilisées dans la gestion de chaque transformateur. Cet aspect est évoqué lors de la prise de décision stratégique de gestion de l'entreprise.

Pour le service technique, l'historique de maintenance est consulté pendant le diagnostic du transformateur et peut être décisif dans l'identification de certains défauts.

L'enregistrement des données commence dès la mise en fonctionnement du transformateur. Ces données doivent être bien conservées et disponibles pour toute consultation utile. Il s'agit des données de toutes les actions de maintenance préventive ou corrective et des différents essais électriques et analyses d'huile.

2.3.5 Optimisation de la maintenance

À ce niveau, les gestionnaires de la maintenance des transformateurs mettent à contribution toutes les informations et expériences enregistrées tout au long de la vie de chaque transformateur. Une étude statistique est généralement faite pour avoir des indices de

performance de chaque unité, les caractéristiques des groupes de transformateurs, en fonction de leur âges, du nombre de défauts et de défaillances, de l'usure cumulée. Ces indices qui intègrent entre autres, l'évaluation de la valeur future nette de chaque transformateur, l'état réel et immédiat, l'accessibilité à la réparation, la disponibilité des pièces de rechange et documentations technique, l'expérience opérationnelle générale, sont utilisés pour améliorer la maintenance systématique et conditionnelle. Un ensemble de données de fiabilité est analysé à ce niveau pour guider la prise de décision dans la planification de la maintenance. Toutes les stratégies de maintenance sont mises à contribution pour prendre des mesures telles que:

- La mise à niveau de la protection du transformateur;
 - L'exécution des contrôles et de la maintenance des appareils de coupure et de protection contre les surtensions;
 - La commutation de charge d'urgence et délestage;
 - la mise en place d'un plan d'urgence;
 - Le déploiement d'un transformateur de rechange;
 - L'installation de murs pare-feu et de retenue d'huile (dans les cas où les dommages collatéraux peuvent être un problème);
 - La vérification de l'état des murs coupe-feu et du confinement de l'huile (là où ils existent déjà)
- [58], [59], [60].

2.4 Mise en œuvre de la maintenance des transformateurs

Le transformateur est un système complexe constitué de composantes interconnectées. Chaque composante a une fonction bien précise et joue un rôle dans le fonctionnement de l'ensemble. Certaines composantes peuvent remplir des fonctions importantes ou critiques plus que d'autres. Les composantes d'un tel système peuvent être catégorisées selon un point de vue opérationnel en composantes « essentielles » ou « non-essentielle ». La maintenance de ces composantes pourra aussi dans une certaine mesure tenir compte de cette criticité. En effet, un composant « essentiel » désigne tout composant dont la défaillance conduit à une indisponibilité du transformateur. Autrement dit, l'altération ou la cessation de l'aptitude de la composante à accomplir son rôle conduit à l'indisponibilité de tout le système. Un composant « non-essentiel » désigne toute composante d'un système dont la défaillance conduit à un fonctionnement d'exception ou dégradé. Dans ce cas, la défaillance est rendue tolérable grâce à l'intégration des techniques de reconfiguration réactive. La mise en œuvre de la maintenance consiste à opérationnaliser la politique de maintenance établie. Elle consiste à l'application de différentes stratégies de maintenance évoquées ci-dessus. Dans l'opérationnalisation de la maintenance d'un

transformateur, les actions s'articulent autour de ses composantes. Dans cet ordre d'idée, les composantes d'un transformateur peuvent se distinguer en deux groupes, les composantes externes et les composantes internes. Les paragraphes ci-après présentent les différentes actions de maintenance des composantes externes et internes d'un transformateur et leur périodicité. L'annexe 4 récapitule dans un tableau, la synthèse des actions de maintenance à effectuer sur un transformateur et leur périodicité.

2.4.1 Maintenance des composantes externes du transformateur

La maintenance régulière des différentes composantes du transformateur de puissance est vitale pour sa vie, quel que soit son âge. Le tableau 2.1 ci-dessous présente une synthèse d'actions de maintenances à entreprendre sur les composantes externes et leur périodicité.

Tableau 2.1 : Actions de maintenance sur les composantes externes d'un transformateur et leur périodicité [61], [62].

Composantes	Parties	Actions de maintenance	Périodicité	Observations
Système de ventilation	Moteur, pompe	Suivre les indications du constructeur	Annuelle	Un nettoyage par air ou par eau est possible suivant les recommandations du constructeur
Traversées		Inspection	Annuelle	Niveau d'huile, étanchéité, cassure des ailettes sont à contrôler
Parafoudre	- Compteurs; - Mise à la terre	Inspection	Mensuelle Annuelle	Vérification de la propreté, des connexions.
Assécheur d'air	silicagel et autres	Remplacement des charges de silicagel. Vérification du niveau d'huile dans l'assécheur, et des joints	Annuelle ou selon la coloration	Empêche l'humidité de l'air d'être en contact avec l'huile quand la charge ou la température changent.
Changeur de prises	- Sélecteurs; - Commutateur.	-Inspection -Analyse d'huile	Annuelle	Toutes les 50 000 manœuvres (ou 5 ans) , révision complète du régleur avec échange des pièces suivant besoin (contact, résistance de passage).
Connexion de puissance	Commutateurs	Inspection thermographique	Annuelle	Manœuvrer hors tension
Appareillage de protection	- Différents capteurs, - Relais Buchholz, - Disjoncteurs et éléments de signalisation	Inspection	Annuelle	Vérification de fonctionnement
Armoires auxiliaires	Matériels électriques	Inspection	Annuelle	Contrôle des connexions, d'échauffement anormal, intrusion diverses etc.

Les actions présentées sur le tableau 2.1 rentrent pour la plupart, dans le cadre de l'entretien du transformateur. La maintenance des ces composantes externes est tout aussi importante que celle des composantes internes qui constituent le cœur du transformateur.

2.4.2 Maintenance des composantes internes du transformateur

Les composantes internes d'un transformateur sont constituées : du noyau magnétique, des bobinages et du système d'isolation. Le noyau magnétique et le bobinage peuvent être sujets aux courts - circuits et autres contraintes mécaniques qui conduisent aux déformations de leur structure. Il existe des actions de maintenance adaptées à la recherche de ce type de défauts. Ces actions sont généralement mises en œuvre à la suite d'alarmes analytiques obtenues à partir des informations d'analyse liées au système d'isolation. Le système d'isolation, constituée d'une partie solide et d'une partie liquide subit des contraintes électriques pouvant développer des défauts conduisant à la défaillance du transformateur. En effet, la partie liquide est constituée d'une huile isolante dans laquelle baignent tous les autres éléments internes du transformateur. Elle constitue dans le cadre de la maintenance, la mémoire des défauts qui engagent les parties internes du transformateur. Les différentes contraintes que subit le transformateur laissent donc des traces dans cette huile. Lorsqu'elle est analysée, elle révèle des défauts qui peuvent attester de l'état de santé interne du transformateur. Le tableau 2.2 ci-après résume les différentes analyses à effectuer dans le cadre du diagnostic des transformateurs ou plus précisément, de la recherche des défauts (signes) qui enclencheraient des actions de maintenance préventive ou d'autres formes d'analyses poussées. Le diagnostic des transformateurs s'appuie sur un ensemble de méthodes appliquées dans le contexte de la politique de maintenance. Ces méthodes sont encadrées par des normes qui proposent des directives générales. Une mise en œuvre de ces méthodes est présentée au paragraphe 2.4.3 pour ce qui est des normes encadrant les analyses d'huile. Au chapitre 3, nous proposons des méthodes adaptées au contexte de fouilles de données relatif au travail de cette thèse.

La partie solide de l'isolation quant à elle, est constituée du papier ou des couches de papier disposées entre les enroulements et la cuve et entre les bobines. Elle baigne dans l'huile et sous la contrainte de la chaleur, elle se dégrade en produisant des composés chimiques détectables par analyse. Ces composés donnent une indication sur l'état du papier dans le transformateur. Il est aussi possible de faire une analyse du degré de polymérisation sur un échantillon de papier. Le prélèvement dans ce cas exige la mise à l'arrêt du transformateur. À partir de l'analyse des composés furaniques, une estimation du degré de polymérisation du papier est possible. Le paragraphe 1.4.1.2 du chapitre 1 donne quelques relations permettant d'avoir cette estimation.

Tableau 2.2 : Analyses d'huile de transformateurs et leur périodicité

² Analyses d'huile	Détails	Périodicité	Observations
Analyses physico-chimiques	-Rigidité diélectrique - Teneur en eau - Colorimétrie - Indice d'acidité	Annuelle	La périodicité peut être réduite si une des grandeurs s'approche des seuils limites admissibles. (CEI 60 422)
Analyse Chromatographique Des Gaz Dissous	Les gaz sont séparés et les concentrations analysées par des méthodes bien connues. Généralement, chaque gaz ou groupe de gaz est lié à un type de défaut. (CEI 60599)	Initialement annuelle, elle peut être bi ou tri-annuelle en fonction des résultats et de l'âge du transformateur	Il est réalisé, le matériel étant de préférence en service, le plus rapidement possible après la mise hors tension. La température d'huile au moment du prélèvement doit être notée.
Analyse des Furfurals	Les composés Furaniques renseignent sur l'état du papier	Pour les appareils de plus de 10 ans, tous les 2 ans	Interprétation et actions selon la norme CEI 1198.
Analyses Complémentaires	Il est recommandé de faire: – les analyses de sédiment (en cas de boue) – les analyses des métaux (point chaud haute température) – le comptage de particules (pour transformateur > 400 kV) – etc...	Au vu des résultats des analyses physico-chimiques et chromatographiques	

2.4.3 Diagnostic à partir d'analyse d'huile

En dehors des actions de maintenance des composantes externes du transformateur, l'état du transformateur peut être déterminé à partir d'analyses de l'huile. Le tableau 2.2 ci-dessus présente ces différentes analyses et leur périodicité. Il existe dans la littérature, des normes qui guident l'interprétation et le diagnostic d'éventuels défauts à partir des données issues de ces différentes analyses. Les paragraphes suivants présentent quelques normes dans le cas du diagnostic à partir des gaz dissous et d'analyse physico-chimique de l'huile.

2.4.3.1 Diagnostic à partir des gaz dissous dans l'huile

L'analyse des gaz dissous présentée au chapitre précédent est une approche de diagnostic qui permet d'identifier les défauts dans les transformateurs lorsqu'ils sont dans leurs phases

² Les résultats doivent être interprétés : en valeur absolue, en tendance, en fonction du type de transformateur, en fonction de son régime de service, en fonction de son type de construction et des matériaux employés.

initiales. Elle intervient donc dans la première étape de la maintenance systématique des transformateurs. Dans ce processus, à partir des résultats de l'analyse des gaz, les gestionnaires des transformateurs identifient l'état de santé du transformateur à partir de celle de ses parties internes. Les différents défauts présentés dans le tableau 1.6 du chapitre précédent peuvent donc être détectés, et des actions complémentaires de maintenance programmées. La norme IEEE C57.104 propose une procédure de recherche de défauts à partir des gaz qui se décline en trois phases:

- *Détection*: Il est question dans cette phase de détecter la génération des gaz qui dépassent les quantités «normales» et d'utiliser les recommandations des normes pour que le défaut responsable de la génération de ces gaz soit reconnu le plus tôt possible afin de minimiser ou d'éviter une défaillance;

- *Evaluation*: Évaluer l'impact du défaut sur l'état de fonctionnement du transformateur, en utilisant les recommandations des normes;

- *Action*: Il est question de décider d'une surveillance accrue des gaz qui conduirait à une confirmation de la tendance observée ou à une analyse supplémentaire. Par la suite, décider de la réduction de la charge sur le transformateur ou tout simplement de sa mise en arrêt.

La figure 2.6 ci-dessous présente l'organigramme qui met en œuvre le diagnostic des défauts à partir des gaz dissous dans l'huile, de la détection initiale des gaz à l'évaluation finale de l'état du transformateur. Dans cet organigramme, qui convoque les informations des tableaux 2.3, 2.4 et 2.5 présentés juste après, la recherche d'éventuels défauts est faite par application des méthodes de Rogers et de Doernenburg, auxquelles on peut associer les méthodes des gaz clés et du triangle de Duval. Ces méthodes ont été mises en œuvre dans ce travail, en vue d'avoir une base de comparaison avec les méthodes basées sur la classification présentées au chapitre 3. À ce sujet, les annexes 9 et 10 présentent une base de données labélisées qui traite des gaz dissous. Cette base a été collectée dans la littérature et servira de base d'apprentissage pour nos méthodes de classification.

Les tableaux 2.3, 2.4 et 2.5 présentés après l'organigramme de la figure 2.6 donnent des précisions sur l'état du transformateur selon les concentrations des gaz relevées lors de l'analyse et des indications des actions immédiates à mettre en œuvre. Ce sont des extraits de la norme IEEE C57.106.

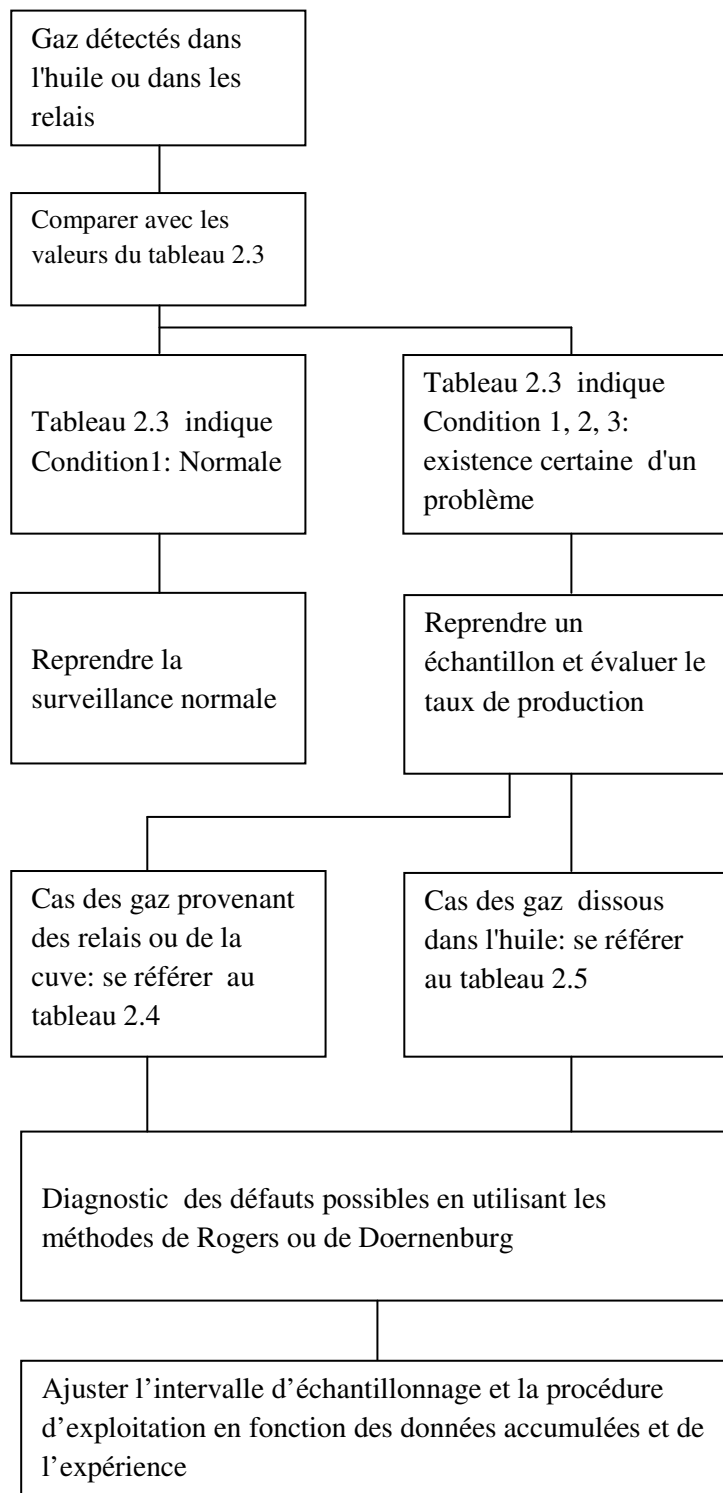


Figure 2.6 : Organigramme de la procédure de mise en œuvre du diagnostic à partir de l'analyse des gaz [63].

Tableau 2.3 : Etat du transformateur suivant les concentrations des gaz [63].

Etat	Limites des concentrations des gaz [en $\mu\text{l/l(ppm)}$]							
	Hydrogène (H_2)	Méthane (CH_4)	Acétylène (C_2H_2)	Ethylène (C_2H_4)	Ethane (C_2H_6)	Monoxyde de carbone CO	Dioxyde de carbone CO_2	TDCG
Condition 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Condition 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	25000-4000	721-1950
Condition 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4 001-10000	1921-4630
Condition 4	> 1800	> 1000	>35	>200	>150	>1400	> 10000	> 4630

Le tableau 2.3 permet d'avoir l'état du transformateur à partir des gaz individuels. Les états décrits dans ce tableau se trouvent dans les tableaux 2.4 et 2.5. Dans ces tableaux l'évaluation de l'état du transformateur est faite sur les indicateurs TCG (Total des gaz combustibles identifiés dans l'espace au-dessus de l'huile) et TDCG (le total des gaz combustibles dissous dans l'huile).

Tableau 2.4 : Actions de maintenance basées sur les valeurs du TCG [63]

	Niveau TCG (%)	Taux du TCG (%/jour)	Intervalles d'échantillonnage et actions de maintenance pour les taux de gaz générés	
			Intervalle de reprise d'échantillon d'huile	Actions préconisées
Condition 4	≥ 5	>0,03	Chaque jour	Retrait en service à préconiser
		0,01 à 0,03	Chaque jour	Requérir les conseils du fabricant
		<0,01	Chaque semaine	Extrême prudence : Analyser les gaz individuellement ; planifier la panne ; Requérir les conseils du fabricant
Condition 3	≥ 2 à <5	>0,03	Chaque semaine	Extrême prudence ; Requérir les conseils du fabricant
		0,01 à 0,03	Chaque semaine	Analyser les gaz individuellement
		<0,01	Tous les mois	Requérir les conseils du fabricant
Condition 2	$\geq 0,5$ à <2	>0,03	Tous les mois	Retrait en service à préconiser
		0,01 à 0,03	Tous les mois	Requérir les conseils du fabricant
		<0,01	Chaque trimestre	Extrême prudence : Analyser les gaz individuellement ; planifier la panne ; Requérir les conseils du fabricant
Condition 1	<0,5	>0,03	Tous les mois	Extrême prudence ; Requérir les conseils du fabricant
		0,01 à 0,03	Chaque trimestre	Analyser les gaz individuellement
		<0,01	Tous les ans	Requérir les conseils du fabricant

Tableau 2.5 : Actions de maintenance basées sur les valeurs du TDCG [63].

	Niveau TDGC (ppm)	Ratio TDCG (ppm/jour)	Intervalle de reprise d'échantillon d'huile	Actions préconisées
Condition 4	>4639	>30	Chaque jour	Retrait en service à préconiser
		10 - 30	Chaque jour	Requérir les conseils du fabricant
		<10	Chaque semaine	Extrême prudence : Analyser les gaz individuellement ; planifier la panne ; Requérir les conseils du fabricant
Condition 3	1921 - 4639	>30	Chaque semaine	Extrême prudence ; Requérir les conseils du fabricant
		10 - 30	Chaque semaine	Analyser les gaz individuellement
		<10	Tous les mois	Requérir les conseils du fabricant
Condition 2	721 - 1920	>30	Tous les mois	Retrait en service à préconiser
		10 - 30	Tous les mois	Requérir les conseils du fabricant
		<10	Chaque trimestre	Extrême prudence : Analyser les gaz individuellement ; planifier la panne ; Requérir les conseils du fabricant
Condition 1	≤ 720	>30	Tous les mois	Extrême prudence ; Requérir les conseils du fabricant
		10 - 30	Chaque trimestre	Analyser les gaz individuellement
		<10	Tous les ans	Requérir les conseils du fabricant

➤ Mise en œuvre des méthodes de Rogers, Doernenburg, Duval et du tableau 2.3

De manière à pouvoir exploiter les recommandations des différentes normes, et analyser un tableau de données des gaz à l'entrée du processus, un générateur automatique de script Matlab@Mathworks a été construit pour chaque norme. Il permet de lire les données sous format Excel et de les classer suivant chaque norme. Autrement dit, attribuer un code qui correspond au défaut détecté ou à l'état du transformateur selon les combinaisons des tableaux relatifs à chaque norme (annexe 5). Le script est établi à partir d'un fichier Excel décrivant la procédure normative. Ce fichier décrit le processus à l'aide de mots clés et une syntaxe simplifiée dont un exemple est présenté sur le tableau 2.6.

Tableau 2.6 : Extrait du fichier Excel décrivant le traitement automatique du script de mise en œuvre de la procédure de détermination de l'état du transformateur à partir du TDCG (Tableau 2.3)

Nœud	Choix	Mot Clef	Variable 1	Condition 1	Seuil1	Variable 2	Condition 2	Seuil 2	Action True	Suivant True	Action False	Suivant False
1	SI	UNE	TDCG	<=	720				1	5	101	2
2	SI	AND	TDCG	>=	721	TDCG	<=	1920	2	5	102	3
3	SI	AND	TDCG	>=	1921	TDCG	<=	4630	3	5	103	4
4	SI	UNE	TDCG	>	4631				4	5	104	5
5	FIN									5		

Le tableau 2.6 et les autres tableaux présentés en annexe (annexes 5 à 7) décrivent les séquences de description des procédures de traitement relatives à chaque norme. Les codes des différents aspects de traitement sont présentés sur le tableau 2.7 ci-après:

Tableau 2.7 : Codes de traitement des normes pour la génération automatique des scripts

Nœud	Numéro de la ligne servant de clé
Choix	SI : Condition Si vrai faire <i>Actiontrue</i> et suite <i>SuivantTrue</i> sinon faire <i>Actionfalse</i> et suite <i>SuivantFalse</i> FAIRE : Action immédiate Faire <i>Actiontrue</i> et suite <i>SuivantTrue</i> FIN : Plus d'action
Mot clef	Lien entre condition 1 et condition 2 OR OU AND ET && XOR OU exclusif xor (... ,...) UNE Pas de seconde condition
Variable1	Nom de la première variable sur laquelle porte le test
Condition1	> : supérieur strict >= : supérieur ou égale < : inférieur strict <= : inférieur ou égale == : égale p : probabilité
Seuil1	Valeur numérique du seuil
Variable 2	Nom de la seconde variable sur laquelle porte le test
Condition 2	Idem condition 1
Seuil 2	Idem Seuil1
<i>ActionTrue</i>	N° Etat si <i>true</i>
<i>SuivantTrue</i>	N° nœud si <i>false</i>
<i>ActionFalse</i>	N° Etat si <i>true</i>
<i>SuivantFalse</i>	N° nœud si <i>false</i>

2.4.3.2 Diagnostic à partir d'Analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques de l'huile permettent de déterminer l'état de santé de l'huile et sa capacité à remplir efficacement son rôle d'isolation et celui de transfert de chaleur. Le diagnostic dans ce cas consiste, à partir des indicateurs présentés dans le tableau 2.2, à évaluer l'état de santé de l'huile en vue de déterminer l'action de maintenance à entreprendre. Les différentes actions de maintenance à mener suivant les résultats d'analyse consiste soit:

- à régénérer l'huile par une action dite de traitement, lorsque sa qualité intrinsèque est dégradée;
- à la filtrer et/ou sécher lorsque sa qualité d'isolation s'est dégradée ;
- à procéder à un dégazage, lorsque la quantité de gaz dans la cuve présente des valeurs inquiétantes;
- à la remplacer complètement par une huile neuve, lorsqu'elle a atteint un état irréversible.

• **La régénération** : c'est un processus qui utilise les moyens chimiques et des absorbants pour éliminer les contaminants et les produits acides entraînant la dégradation de l'huile afin d'obtenir une huile présentant des caractéristiques similaires à celle d'une huile neuve [64], [65]. Lorsque l'indice d'acidité, la tension interfaciale, et le facteur de puissance présentent des valeurs non acceptables, l'huile doit être régénérée. Le tableau 2.8 suivant donne les valeurs limites recommandées pour la régénération de l'huile d'un transformateur en service.

Tableau 2.8 : Critères de régénération d'huile de transformateur

Paramètres	Valeurs limites recommandées pour la régénération
Acidité	$\geq 0,15$ (mg de KOH/g d'huile)
$\tan\delta$ à 90°C	$\geq 0,20$ pour transformateur avec tension ≥ 170 kV; $\geq 0,50$ pour transformateur avec tension ≤ 170 kV
Combinaison Acidité et IFT	Acidité $> 0,06$ mg de KOH/g IFT < 30 mN/m; soit un OQIN < 500
Dès qu'une augmentation rapide des paramètres indiqués est observée, il est recommandé de procéder à la régénération de l'huile. [CEI 60422]	

- **Le séchage** : Il consiste à l'élimination de l'humidité de l'huile ou celle des parties actives du transformateur par évaporation ou vaporisation.

L'action effectuée sur l'huile est la déshydratation. Elle consiste à extraire de l'eau de l'huile. Cette eau provient généralement de la dégradation du papier.

En ce qui concerne le séchage de l'intérieur du transformateur, deux procédés sont principalement appliqués :

- *Séchage sous vide avec technologie à basse fréquence (LFH)*

C'est un procédé qui vise le séchage de l'isolation solide. C'est une combinaison du séchage sous vide et du chauffage basse fréquence des bobines. Le réchauffement de la pièce active est réalisé par chauffage de l'huile. Le moyen utilisé est une installation de traitement d'huile dans laquelle, l'alimentation simultanée des bobines haute tension est faite avec du courant basse fréquence (< 1 Hz) et la bobine d'inductance court-circuitée [64].

- *Technique Vapour Phase* [66]

C'est actuellement le procédé de séchage le plus efficace de la partie active des transformateurs de puissance. La totalité du processus de séchage est réalisée suivant une conception spécifique sous vide de l'installation et à l'aide d'un solvant. Il est alors important de prendre en compte les rapports entre vide, pression de vapeur et température.

- **La filtration** : elle aide à éliminer les particules solides (papier, acier, cuivre).
- **Le dégazage** : Il consiste à extraire les gaz dissous dans l'huile. Ces gaz proviennent de l'échauffement créé par les arcs électriques et les décharges partielles.

Il faut noter qu'il existe des appareils industriels de nos jours qui, dans une seule action régénèrent, déshumidifient et filtrent l'huile [64].

➤ **Bases théoriques de l'évaluation de l'état de santé de l'huile**

Evaluer la qualité de l'huile revient donc à se prononcer sur sa fiabilité, c'est-à-dire son aptitude à assurer ses différents rôles dans le transformateur en service de manière sûre. Les exploitants de transformateurs utilisent une classification suivant quatre critères pour s'assurer de l'état de l'huile. Les tableaux 2.9 et 2.10 ci-dessous présentent les critères de fiabilité de l'huile utilisés dans la maintenance des transformateurs. L'huile peut être déclarée dans un état Excellent, Acceptable, Douteux ou vulnérable, selon les valeurs prises par les indicateurs présentés dans ces tableaux. Le tableau 2.9 présente les critères d'évaluation de la qualité

intrinsèque de l'huile ou son niveau de vieillissement ou de présence des produits d'oxydation ou de la boue. Le tableau 2.10 présente les critères d'évaluation des propriétés diélectriques en termes de qualité d'isolation. De ces deux tableaux, peuvent se déduire deux nouveaux paramètres par combinaison des paramètres de base. La description des critères de fiabilité est faite dans des intervalles de valeurs décrites par les normes. La lecture des valeurs prises au cours du temps par les paramètres d'appréciation de fiabilité laisse apparaître des imprécisions ou des incertitudes lors du passage d'un niveau de fiabilité à un autre. Pour lever cette imprécision, une approche d'analyse basée sur la logique floue est appliquée sur les deux tableaux 2.9 et 2.10. Elle consiste à obtenir deux nouveaux paramètres QH (issue du tableau 2.9) et QI (issue du tableau 2.10) à partir d'une analyse faite par, un système neuro flou notamment, Adaptative Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS).

Tableau 2.9 : Critères d'évaluation de la qualité de l'huile.

Qualité de l'huile (QH)					
Niveau	Fiabilité (évaluation)	Acidité (mg de KOH/g d'huile)	ou	IFT (mN/m)	Action
1	Excellente	< 0,05		>30	Garder
2	Acceptable	0,05 < x < 0,1		27 < x < 30	Garder et surveiller
3	Douteuse	0,1 < x < 0,15		24 < x < 27	Régénérer
4	Vulnérable	>= 0,15		<= 24	Régénérer absolument

Tableau 2.10 : Critères d'évaluation de la qualité de l'isolation.

Qualité de l'isolation (QI)					
Niveau	Fiabilité (évaluation)	Teneur en eau (mg/kg d'huile) ou ppm	ou	Rigidité diélectrique (V/2,5mm)	Action
1	Excellent	<= 5		> 40	Garder
2	Acceptable	> 5 & <= 20		<= 40 & > 30	Garder et surveiller
3	Douteux	> 20 & <= 30		<= 30 & >20	Filtrer ou sécher
4	Vulnérable	> 30		<= 20	Filtrer ou sécher absolument

Les critères présentés dans les tableaux 2.9 et 2.10 s'avèrent plus rigoureux que les recommandations de la norme CEI- 60422 [64]. Cette norme présente une expérience industrielle qui classe l'huile isolante en fonction de l'évaluation de ses propriétés et de sa capacité à retrouver les caractéristiques désirées. L'état de l'huile en service peut être qualifié de «Bon», «Passable», ou «Mauvais». Ces recommandations concernent les transformateurs de la catégorie B dont la tension est comprise entre 72,5 kV et 170 kV.

Tableau 2.11 : Classification de l'état de l'huile.

Qualification	Etat	Recommandation
Bon	Etat normal	Continuer l'échantillonnage normalement.
Passable	Détérioration détectée	Échantillonnage plus fréquent recommandé
Mauvais	Détérioration poussée	Planifier des actions efficaces.

Tableau 2.12 : Extrait du tableau d'application et d'interprétation des tests physico-chimique de l'huile isolante de la norme IEC-60422.

Paramètres	classification			Action recommandée
	Bon	Passable	Mauvais	
Tension de claquage (kV)	>50	50 - 40	<40	Bon : Continuer l'échantillonnage normalement. Passable : Échantillonnage plus fréquent. Vérifier d'autres paramètres, par ex. eau, Teneur en particules et peut-être DDF / résistivité et l'acidité. Mauvais : Reconditionner ou régénérer l'huile , combiner avec des procédures de séchage. La remplacer si valeur critique.
Teneur en Eau (mg/kg) ou ppm	<20	20 - 30	>30	Bon : Continuer l'échantillonnage Passable : Échantillonnage plus fréquent. Vérifier d'autres paramètres, par ex. eau, Teneur en particule et peut-être DDF / résistivité et l'acidité. Mauvais : Rechercher la source de l'humidité, Reconditionner ou régénérer l'huile, combiner avec des procédures de séchage ultérieures, bien qu'il faille prendre en considération la quantité d'eau qui sera encore retenue dans l'isolation solide. La remplacer si valeur critique.
Acidité (mgKOH/g _{oil}) ou ppm	<0,10	0,10-0,20	>0,20	Bon : Continuer l'échantillonnage normalement. Passable: Échantillonnage plus fréquent, Vérifier la présence de sédiments et de boues. Mauvais : À partir d'une valeur de 0,15, une décision peut alors être prise de régénérer l'huile ou la remplacer. Notes : Une huile inhibée qui a atteint des valeurs justes a possiblement perdu sa protection contre l'oxydation.
IFT (mN/m) ou ppm	>28 ^a >25 ^b	22 - 28 20 -25	<22 <20	Bon : continuer l'échantillonnage normalement. Passable : Échantillonnage plus fréquent. Mauvais : Vérifier la présence de sédiments et de boues.

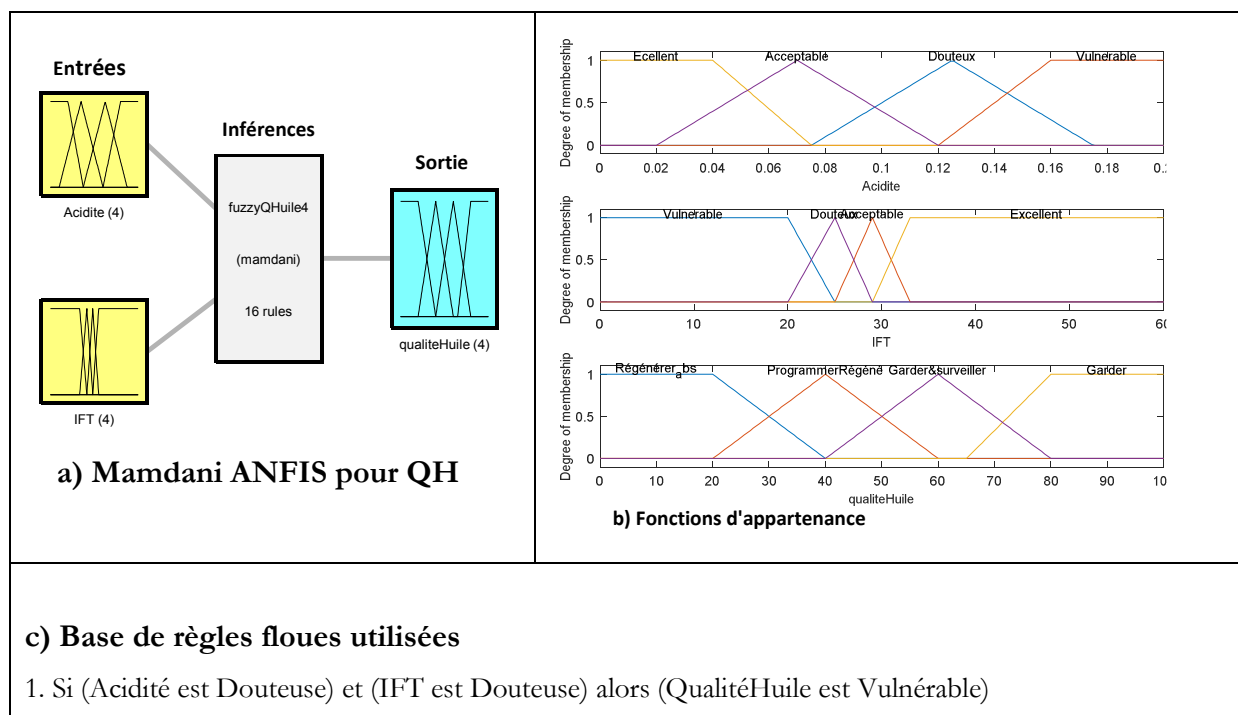
a: Inhibé; b; Non inhibé

➤ **Détermination des nouveaux paramètres QH et QI pour l'évaluation de la santé de l'huile**

Pour déterminer les nouveaux paramètres QH et QI à partir des paramètres d'entrées des tableaux 2.9 et 2.10, une architecture ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System) a été mise en œuvre. L'ANFIS est la combinaison d'un réseau de neurones adaptatifs et des techniques de la logique floue. À partir de cette combinaison, il est construit un système d'inférence qui prend en entrée et en sortie des paramètres sur la base des fonctions d'appartenance qui suivent un ensemble de règles floues prédéterminées. La mise en œuvre de ce système est faite dans ce travail en exploitant directement la plate-forme ANFIS intégrée dans Matlab®Mathworks. La structure utilisée pour l'obtention de chaque paramètre est celle du modèle Mamdani. Elle est présentée dans les tableaux 2.13 et 2.14:

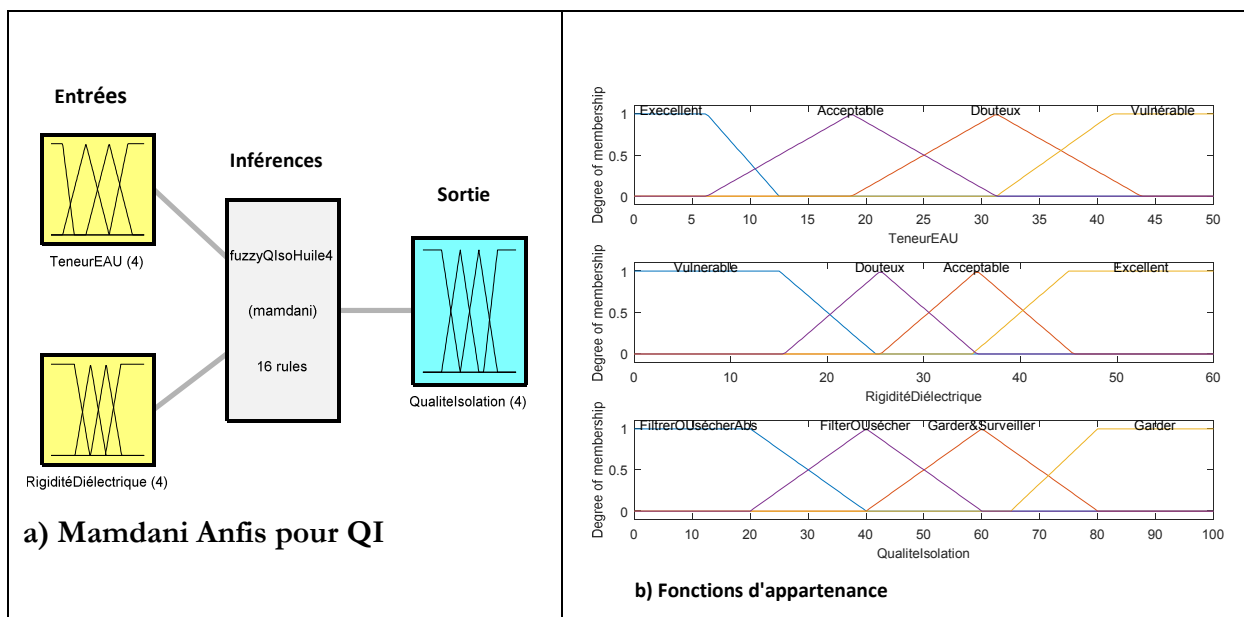
- Le nouveau paramètre QH est obtenu en prenant comme entrée l'indice d'acidité et la tension interfaciale (IFT);
- Le nouveau paramètre QI est obtenu en prenant comme entrée la rigidité diélectrique et la teneur en eau. Les sorties considérées sont les actions préconisées conformément au tableau 2.9 et 2.10. En effet, le résultat de l'analyse de l'indice d'acidité et de la tension interfaciale aboutit à une décision de maintenance différente de celle préconisée par l'analyse de la rigidité diélectrique et la teneur en eau. Les différentes actions sont contenues sur la colonne «Action» des tableaux 2.9 et 2.10.

Tableau 2.13 : Structure du model ANFIS pour la détermination de QH



2. Si (Acidité est Douteuse) et (IFT est Excellent) alors (QualitéHuile est Douteuse)
3. Si (Acidité est Douteuse) et (IFT est Acceptable) alors (QualitéHuile est Douteuse)
4. Si (Acidité est Vulnérable) et (IFT est Vulnérable) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
5. Si (Acidité est Vulnérable) et (IFT est Acceptable) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
6. Si (Acidité est Vulnérable) et (IFT est Excellente) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
7. Si (Acidité est Vulnérable) et (IFT est Douteuse) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
8. Si (Acidité est Excellente) et (IFT est Vulnérable) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
9. Si (Acidité est Excellente) et (IFT est Acceptable) alors (QualitéHuile est Acceptable)
10. Si (Acidité est Excellente) et (IFT est Excellente) alors (QualitéHuile est Excellente)
11. Si (Acidité est Excellente) et (IFT est Douteuse) alors (QualitéHuile est Douteuse)
12. Si (Acidité est Acceptable) et (IFT est Vulnérable) alors (QualitéHuile est Vulnérable)
13. Si (Acidité est Acceptable) et (IFT est Acceptable) alors (QualitéHuile est Acceptable)
14. Si (Acidité est Acceptable) et (IFT est Excellente) alors (QualitéHuile est Acceptable)
15. Si (Acidité est Acceptable) et (IFT est Douteuse) alors (QualitéHuile est Douteuse)
16. Si (Acidité est Douteuse) et (IFT est Vulnérable) alors (QualitéHuile est Douteuse)

Tableau 2.14 : Structure du model ANFIS pour la détermination de QI



c) Base de règles floues utilisées

1. Si (TeneurEAU est Douteuse) et (RigiditéDiélectrique est Douteuse) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)
2. Si (TeneurEAU est Douteuse) et and (RigiditéDiélectrique est Excellente) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher)
3. Si (TeneurEAU est Douteuse) et (RigiditéDiélectrique est Acceptable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU

sécher)

4. Si (TeneurEAU est Douteuse) et (RigiditéDiélectrique est Vulnérable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

5. Si (TeneurEAU est Vulnérable) et (RigiditéDiélectrique est Vulnérable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

6. Si (TeneurEAU est Vulnérable) et (RigiditéDiélectrique est Acceptable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

7. Si (TeneurEAU est Vulnérable) et (RigiditéDiélectrique est Excellente) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

8. Si (TeneurEAU est Vulnérable) et (RigiditéDiélectrique est Douteux) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

9. Si (TeneurEAU est Acceptable) et (RigiditéDiélectrique est Vulnérable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

10. Si (TeneurEAU est Acceptable) et (RigiditéDiélectrique est Acceptable) alors (QualitéIsolation est Garder&Surveiller)

11. Si (TeneurEAU est Acceptable) and (RigiditéDiélectrique est Excellente) alors (QualitéIsolation est Garder&Surveiller)

12. Si (TeneurEAU est Acceptable) et (RigiditéDiélectrique est Douteuse) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher)

13. Si (TeneurEAU est Excellente) et (RigiditéDiélectrique est Vulnérable) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher Abs)

14. Si (TeneurEAU est Excellente) et (RigiditéDiélectrique est Acceptable) alors (QualitéIsolation est Garder&Surveiller)

15. Si (TeneurEAU est Excellente) et (RigiditéDiélectrique est Excellente) alors (QualitéIsolation est Garder)

16. Si (TeneurEAU est Excellente) et (RigiditéDiélectrique est Douteuse) alors (QualitéIsolation est Filtrer OU sécher)

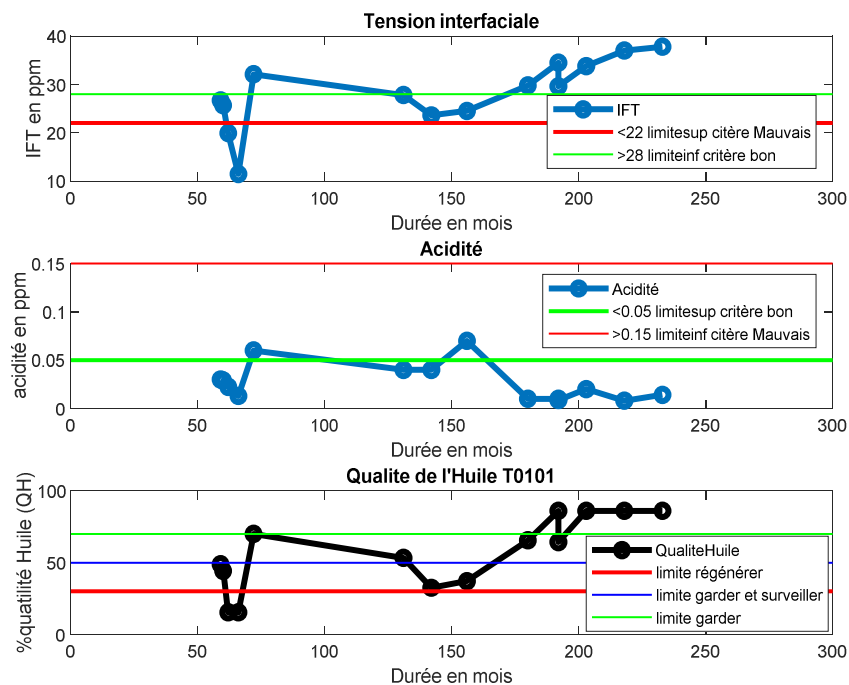


Figure 2.7 : Courbes temporelles de la qualité de l'huile et des grandeurs d'entrée

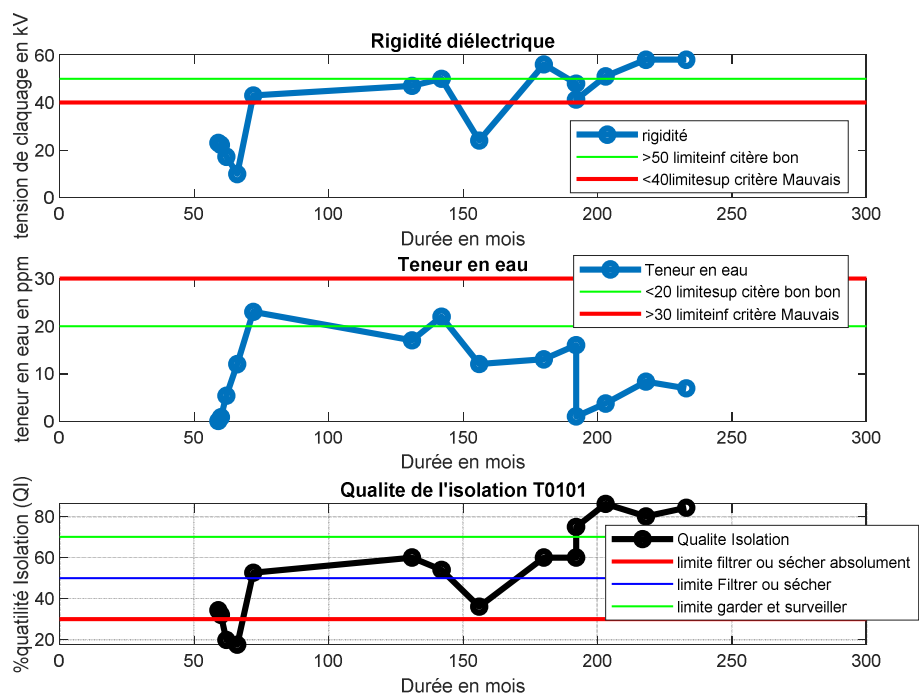


Figure 2.8 : Courbes temporelles de la qualité d'isolation et des grandeurs d'entrée

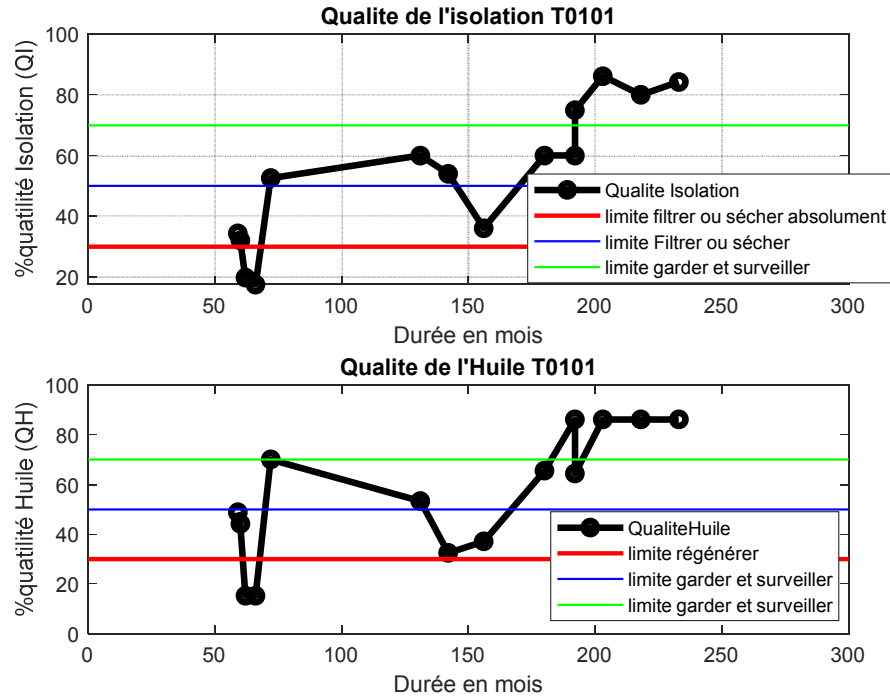


Figure 2.9 : Courbes de QH et QI en fonction du temps.

Les paramètres obtenus après analyse des données d'un transformateur sont présentés temporellement sur les figures 2.7, 2.8 et 2.9 ci-dessus. Ces figures présentent le comportement temporel des variables QH et QI pour le transformateur T0101 (161 kV, 20 MVA). L'exploitation de cette analyse est faite au chapitre 3. En effet, à travers ces courbes, les périodes de dégradation de l'huile peuvent être identifiées. La dégradation par vieillissement de l'huile peut s'observer en suivant le paramètre QH, tandis que le paramètre QI permettra de suivre la dégradation de l'isolation.

2.5 Conclusion du chapitre

Maintenir les transformateurs dans leur niveau de fiabilité consiste à mettre en œuvre des stratégies qui s'opérationnalisent dans le but d'assurer leur disponibilité et la continuité de service. Ces différentes stratégies consistent à l'application des différentes techniques de maintenance préventives, systématiques ou conditionnelles. Les actions concrètes se déclinent tout d'abord en un ensemble d'inspections de routines, d'analyses et de mesures faites sur les composantes de chaque unité. À chaque niveau, il est question d'identifier l'état du transformateur, évaluer la gravité d'un éventuel problème, le localiser et déterminer si le transformateur peut être remis en service avec ou sans restriction de fonctionnement. Ensuite, s'il est jugé nécessaire, une ou plusieurs actions correctives peuvent être exécutées. En fin de compte, il peut être décidé qu'il est temps de remettre à neuf ou de réparer le transformateur, voire de le remplacer, en fonction des résultats d'une évaluation qui tiendra compte de la sécurité (pour le personnel des services publics et le grand public).

La maintenance d'un transformateur s'organise donc principalement autour des activités de diagnostic. Autrement dit, autour des activités d'évaluation de l'état de santé du transformateur. Ce chapitre a présenté en particulier l'organisation de la maintenance des parties internes des transformateurs. Elle s'appuie sur les résultats du diagnostic fait à partir des analyses de l'huile isolante. L'analyse des gaz dissous occupe une place importante dans la maintenance des transformateurs. Il a été montré qu'elle permet d'évaluer l'état interne du transformateur. L'évaluation de l'état de santé de l'huile est aussi importante au vue de ses différents rôles dans le transformateur. À ce niveau, deux nouveaux indicateurs ont été construits sur la base de la logique floue.

La gestion d'un parc de transformateurs consiste alors à la mise en œuvre d'un ensemble d'actions de planification, d'organisation, d'exécution, associées à celles d'enregistrement des différentes données traitées et à l'optimisation à chaque fois de la politique de maintenance en

vue d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique. En dehors des méthodes standards recommandées par les normes, les gestionnaires des transformateurs peuvent recourir à d'autres méthodes mettant en œuvre des techniques d'intelligence artificielle. Le chapitre suivant présente quelques méthodes adaptées au contexte de cette thèse de doctorat qui s'articulent autour de la fouille de données.

Chapitre 3 Application des méthodes de diagnostic à l'évaluation de l'état des Transformateurs de Puissance à huile

Sommaire

3.1 Introduction.....	83
3.2 Diagnostic par les méthodes de reconnaissance de forme (RdF).....	84
3.2.1 Prétraitement des données	86
3.2.2 Extraction et sélection des variables	89
3.2.3 Techniques d'Apprentissage	93
3.3 Application aux données de maintenance des transformateurs.....	106
3.3.1 Analyse exploratoire et descriptive par classification non supervisée.....	107
3.3.2 Analyse décisionnelle par classification supervisée.....	120
3.4 Conclusion du chapitre	128

Résumé

Ce chapitre présente une approche de reconnaissance de formes basée sur les méthodes de classification appliquées au diagnostic des défauts internes des transformateurs. Il présente une démarche d'exploitation des méthodes de classification non supervisée, utilisée pour découvrir les structures dans les données. Les méthodes de *k-moyennes* simples et flous sont mises en œuvre dans deux exemples. Ces exemples représentent des situations de diagnostic dans lesquelles l'historique de données de maintenance est utilisé, d'une part pour reconstituer les périodes de fonctionnement d'un transformateur et d'autre part, pour identifier les groupes de transformateurs critiques éligibles pour une maintenance urgente. Une base de données des gaz clés labélisées, est utilisée comme base d'apprentissage pour les classifieurs des *kppv* et bayésien construits à cet effet. Ces classifieurs sont utilisés pour le diagnostic des défauts internes, étape importante dans l'évaluation de l'état d'un transformateur. Les résultats de classification (diagnostic) sont comparés avec les méthodes de diagnostic classiques.

3.1 Introduction

Le diagnostic des systèmes industriels est une activité qui s'intègre dans le cadre de la maintenance. L'objectif général de la maintenance est d'assurer la disponibilité du système, c'est-à-dire son aptitude à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données à un instant donné. Le diagnostic, dans ce contexte, permet de déterminer si le système est affecté par un défaut et à mettre en œuvre des méthodes permettant de détecter et d'isoler le défaut en question. Dans cette dynamique, une analyse du fonctionnement du système doit être faite pour déterminer la nature et la cause du défaut. Plusieurs méthodes ont été développées à cet effet. Une classification de ces méthodes fait apparaître trois axes présentés sur la figure 1 ci-après :

- Les méthodes à bases de modèles analytiques ;
- Les méthodes à base de connaissance ;
- Les méthodes à base de données.

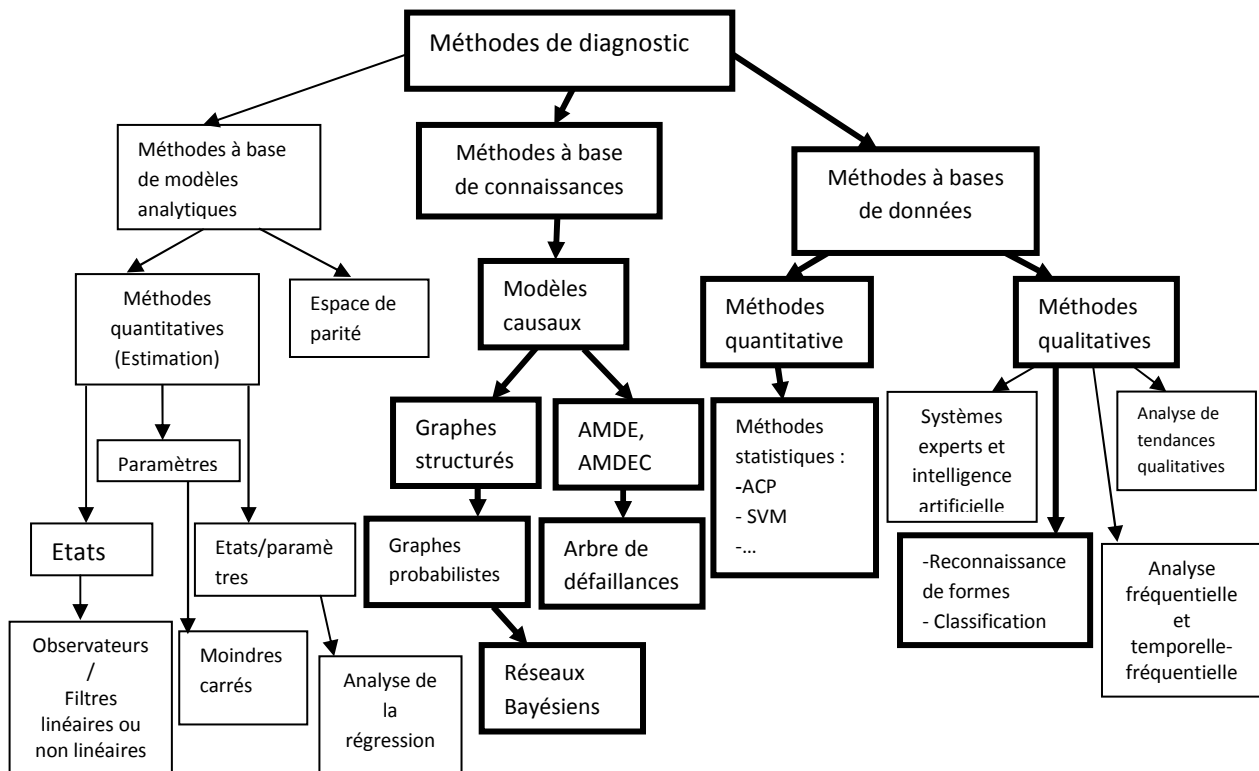


Figure 3.1 : Classification des méthodes de diagnostic [67], [68].

Le choix de l'application d'une approche de diagnostic dépendra de certaines spécificités du système industriel à l'étude et de la disponibilité d'un ensemble d'informations :

- L'existence d'un modèle analytique du système lorsqu'il est en bon état de fonctionnement conditionne l'approche du diagnostic à base de modèles. Cette démarche met en œuvre la redondance analytique qui compare le comportement que prédit le modèle à celui

observé par les capteurs. La présence d'un ou de plusieurs défauts est mise en exergue par la différence entre la prédiction et les observations en temps réel.

- La mise en œuvre des méthodes à base de connaissance est assujettie à la maîtrise d'un ensemble de connaissances sur les relations de cause à effet des différentes défaillances du système. Ces connaissances peuvent alors être structurées sous formes de modèles dits causaux. L'approche consiste à identifier toutes les combinaisons possibles qui peuvent entraîner la réalisation d'un événement unique indésirable.

- Les méthodes à base de données ne nécessitent pas la connaissance a priori d'un modèle mathématique ou structurel du système. La disponibilité des données historiques de la maintenance du système est exploitée pour mettre en œuvre des méthodes statistiques, des systèmes experts ou les méthodes de classification et de reconnaissance de forme. Cette dernière approche est celle prise en compte dans cette thèse.

En effet, une base de données de près de 256 transformateurs âgés avec certains de plus de 80 ans est disponible. L'exploitation de cette base de données qui propose plusieurs paramètres d'observation de ces transformateurs sur plus de 26 ans a conduit à privilégier les méthodes de reconnaissance de forme, en particulier la classification supervisée et non supervisée.

3.2 Diagnostic par les méthodes de reconnaissance de forme (RdF)

À l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations provenant d'une inspection, d'un contrôle ou d'un test, les techniques de diagnostic permettent d'identifier, et de localiser les causes probables de la (ou des) défaillance(s) d'un système. La logique des méthodes de reconnaissance de forme s'appuie sur la classification des données. Il est question d'identifier automatiquement d'une part, à quelle catégorie appartient une "forme" décrite par des données brutes et d'autre part de rechercher des régularités ou des relations inconnues a priori dans les données. Dans tous les cas, la "forme" est un ensemble d'observations portant des informations sur le système. Elle est caractérisée par un vecteur dont les composantes sont des paramètres portant des informations issues des capteurs ou des mesures faites sur le système. Dans le cas du diagnostic, une forme ou une classe peut représenter un mode de fonctionnement sain ou de défaillance. Le diagnostic consiste alors en la *détection*, la *qualification* et la *décision* à partir de la reconnaissance du mode de fonctionnement [69]. Les objectifs de la RdF peuvent être:

- L'affectation d'une nouvelle donnée dans une classe représentant un mode de fonctionnement particulier parmi plusieurs classes ou modes de fonctionnement préalablement identifiés. Dans ce cas, la RdF met en œuvre les techniques d'apprentissage dit supervisé ;

- L'identification des classes ou de nouveaux modes de fonctionnement. Dans ce contexte, l'apprentissage est dit non supervisé.

- Il est aussi possible d'associer dans une même procédure, les deux précédentes techniques, on parle alors d'apprentissage semi-supervisé.

De manière formelle, avec les méthodes de RdF, il est possible de mettre en œuvre plusieurs types d'analyses:

- Exploratoire: recherche des régularités ou classes dans les données;

Confirmatoire: répondre à des questions précises, par exemple, peut-on séparer deux ou plusieurs classes;

- Descriptive: caractériser les régularités observées dans les données c'est à dire, déterminer ce que représente chaque classe de données ou structurer en région, l'espace d'apprentissage ;

- Décisionnelle: aller au-delà des données observées et prédire les valeurs de certaines variables. Dans ce cas, le diagnostic devient prédictif ce qui peut conduire au pronostic. Le but du pronostic serait d'anticiper sur le fonctionnement du système et d'envisager des actions correctives avant qu'un mode non désiré ne se produise.

La mise en œuvre des méthodes de la RdF suit une approche générale structurée en trois phases et représentée sur la figure 3. 2 ci-après.

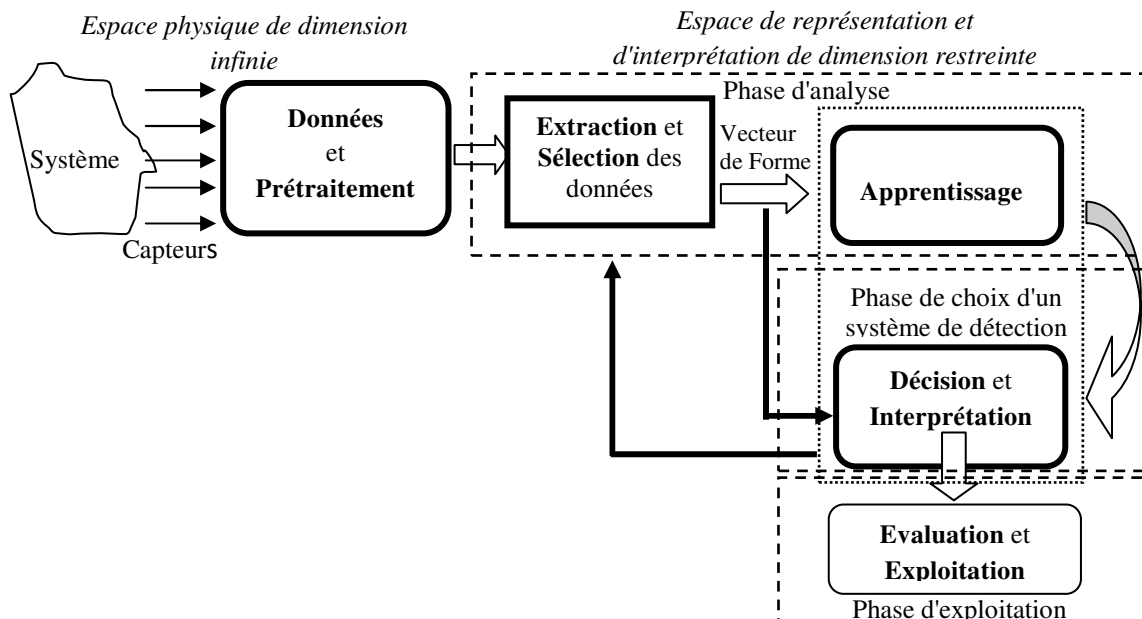


Figure 3.2 : Approche générale de la mise en œuvre des méthodes de la RdF [69], [70].

- **La phase d'analyse :** Dans cette phase, l'expérience des opérateurs et les informations provenant des capteurs sont mises à contribution. Une étude préliminaire est généralement faite pour extraire et sélectionner les caractéristiques définissant le vecteur de forme et une dimension

raisonnable de l'espace de représentation. La structuration de cet espace peut être faite par la caractérisation des classes (apprentissage non supervisé) ou la construction d'une base d'apprentissage à partir des classes déjà étiquetées (apprentissage supervisé).

- **La phase de choix du système de détection:** c'est la phase de décision et d'interprétation au cours de laquelle les classes ou les modes de fonctionnement sont formellement identifiés à partir des données en présence. Les frontières entre les classes sont définies et les incertitudes d'appartenance à une classe quelconque sont traitées. Il peut donc se présenter des situations de "rejet" ou de refus de classer qui doivent être analysées, car pouvant conduire à la découverte d'une nouvelle classe ou d'un nouveau mode de fonctionnement. Notons que le choix du système de détection ici fait référence au choix de la méthode qui donnerait la meilleure décision de classification, c'est-à-dire celle qui donnerait une faible erreur de classification sur une base de test.

- **La phase d'exploitation :** c'est la phase d'implémentation du système de RdF. L'application au diagnostic permet, pour une nouvelle observation, de proposer une décision de diagnostic.

Nous nous appuyerons sur les méthodes de reconnaissance de forme pour effectuer la classification des modes de fonctionnement. Elles ont pour objectif de regrouper les observations en vue de construire l'espace de représentation et de décision. L'une des phases principales de la classification est l'apprentissage. L'apprentissage consiste à appréhender les caractéristiques communes aux classes et à distinguer les différentes classes entre elles. Les différentes méthodes à déployer dans la mise en œuvre d'un système de RdF pour le diagnostic sont développées ci-dessous. Dans un premier temps, le prétraitement des données sera décrit. Ensuite, les techniques d'apprentissage et les classificateurs utilisés dans notre application seront détaillés.

3.2.1 Prétraitement des données

Les données ici sont des observations caractérisées par les valeurs prises par un ensemble de variables. Une étude exploratoire préalable doit être menée pour capter la réalité portée par ces données et extraire l'information utile et exploitable. Il sera alors question d'élucider les problèmes de :

- données inadaptées;
- données non représentatives;
- données affectées de bruit;
- données mal enregistrées;

- données aberrantes (outliers);
- données manquantes;
- de la dimension des données.

3.2.1.1 Données inadaptées

Le problème de données inadaptées se pose lorsque l'information utile est absente. La dispersion des données dans un espace de représentation, par exemple, ne permet pas de répondre à la question de recherche posée. Ce problème est souvent lié à l'absence de variables importantes. Dans ce cas, il est conseillé de refaire une collecte de données après une analyse du problème.

3.2.1.2 Données non représentatives

Les données sont dites non représentatives lorsqu'elles présentent une couverture partielle du domaine d'étude. Ceci est souvent dû à un problème de sous échantillonnage. C'est à dire, le choix des échantillons n'est pas assez strict, les populations choisies ne couvrent, par exemple, pas une partie du domaine d'étude. Il est souvent conseillé, dans ce cas, de compléter la collecte de données pour mieux couvrir le domaine visé.

3.2.1.3 Données manquantes

Les données sont généralement obtenues à partir de mesures ou observations faites sur un système. Pour certaines observations, les valeurs de certaines variables peuvent manquer. Soit parce que certains capteurs ne répondent pas, soit parce qu'il y a eu omission de report de valeurs. Ce sera souvent le cas dans notre base de données. Il existe différents types de données manquantes [71], [72]:

- *Données manquantes complètement aléatoirement* (MCAR, Missing Completely At Random) : c'est le cas lorsque la probabilité qu'une observation soit manquante ne dépend pas de mesures observées ou non observées ;
- *Données manquantes aléatoirement* (MAR, Missing At Random) : dans ce cas, le mécanisme de non réponse ne dépend pas de données non observées. Autrement dit, l'analyse peut se faire en utilisant uniquement l'information observée ;
- *Données manquantes non aléatoirement* (MNAR, Missing Not Random): C'est le cas lorsque les données non manquantes dépendent des données manquantes elles-mêmes.

Les observations à valeurs manquantes peuvent être éliminées ou remplacées par des valeurs estimées. Toutefois, il est important de savoir pourquoi des valeurs manquent avant de procéder à l'imputation. Il est possible de procéder par :

- Remplacement par la moyenne de la variable;
- Remplacement par application d'une méthode de classification automatique tenant compte des valeurs manquantes ;
- Utilisation des algorithmes EM (Espérance-Maximisation) qui peuvent trouver un compromis avec le maximum de vraisemblance ou un modèle probabiliste [73].

3.2.1.4 Données affectées de bruit

Dans le processus de collecte, les données peuvent être affectées de bruit c'est-à-dire de toutes formes d'erreurs et d'exceptions qui peuvent corrompre les valeurs de certaines observations. Il est possible d'identifier les sources de bruit et leurs spécificités par une analyse exploratoire.

3.2.1.5 Données aberrantes (outliers)

Les données aberrantes sont distantes de toutes les autres ou seulement de celles de leur classe. Elles peuvent être dues aux erreurs d'enregistrement, ou à un phénomène particulier significatif du système. Elles peuvent être ignorées de façon implicite, c'est le cas lorsqu'on est en présence des ³distributions à queues longues, ou de façon explicite par simple suppression. Il est souvent conseillé dans l'analyse de certains processus, de chercher à les comprendre et d'envisager une possibilité de correction ou d'exploitation de l'information qu'elles portent.

3.2.1.6 Problème de la dimension de l'espace de représentation

Le problème de la dimension est lié à la difficulté de traiter les données lorsque le nombre de variables d'une observation est élevé. En effet, le manque de données nécessaires à l'apprentissage d'un modèle explose très vite lorsqu'on augmente la dimension des données d'entrées. La réduction de la dimension et la sélection des variables pertinentes sont des approches de solutions à ce problème. Les techniques afférentes sont développées au paragraphe ci-dessous. Ce dernier traite de l'extraction et de la sélection des variables.

³ support de fonction de répartition non majoré.

3.2.2 Extraction et sélection des variables

L'objectif de cette étape est de produire un vecteur de forme pertinent, avec lequel il est possible de discriminer au mieux les classes ou les modes de fonctionnement. Au premier niveau de l'analyse, la connaissance a priori du système permet d'identifier les variables composantes du vecteur de forme. L'exigence de performance du système de diagnostic par RdF impose donc la résolution des problèmes de dimensionnalité, du temps de calcul et de l'efficacité de discrimination des classes.

Le problème de réduction de dimensionnalité est généralement posé lorsqu'il est question de construire de manière automatique l'espace de représentation et de décision à partir des données brutes.

Lorsque les classes sont inconnues, mais que la base d'apprentissage possède la diversité requise, l'une des méthodes les plus utilisées est l'Analyse en Composantes Principales (ACP) ou la transformation de Karhunen-Loeve [74]. Ils existe d'autres méthodes tels que L'inf-FS (Infinite-feature Selection) [75], le Laplacian Score [76] et le MCFS (Multi-cluster Feature selection) [77] dont l'idée principale repose sur la sélection des variables pertinentes optimisant la discrimination des classes.

Lorsque les classes qui structurent l'espace de représentation de mode de fonctionnement sont connues, il est possible de procéder à une sélection des variables pertinentes qui conduisent à une meilleure distinction des classes. Les méthodes de sélection de paramètres du vecteur de forme, les plus utilisées dans ce cas, mettent en avant des critères de qualité c'est-à-dire de compacité et de séparabilité dans la formation des classes. Le critère de Fisher est très utilisé dans ce cas [78]. D'autres approches dites optimales ou sous optimales sont aussi utilisées. Ce sont les méthodes SFS(Sequential Forward Selection), SBS(Sequential Backward Selection) et leurs formes généralisées, GSFS (Generalised Sequential Forward Selection), GSBS(Generalised Sequential Backward Selection) [79], [80]. Elles prennent en compte implicitement les combinaisons de paramètres ou la sélection des paramètres de manière successive. La référence [70] présente les algorithmes génétiques utilisés pour la sélection des paramètres.

3.2.2.1 Réduction de la dimensionnalité du vecteur de forme par l'Analyse en Composantes Principales (ACP)

L'ACP est une méthode d'analyse exploratoire multivariée introduite par Hotelling en 1933 suivant les idées de Pearson (1901) [81], [82]. L'objectif général de cette méthode est de résumer

les variables initiales des données brutes à l'aide d'un nombre réduit de variables synthétiques appelées composantes principales. Ces nouvelles variables constituent une combinaison linéaire des variables initiales, ce qui permet de condenser la représentation des données en conservant leur structure globale. L'ACP peut alors être utilisée pour :

- Visualiser l'organisation prépondérante des données grâce à une projection sur un espace de faible dimension ;
- Préparer l'application d'autres méthodes d'analyse en éliminant les variables redondantes et présenter une structure des données suivant les directions dans lesquelles la variance est la plus élevée ;
- Comme méthode d'analyse des relations de cause à effet dans une problématique où on dispose des données d'observation d'un phénomène.

Les données sont constituées de p variables quantitatives, notées $X^1, ..., X^j, ..., X^p$, observées sur n individus notés $1, ..., i, ..., n$. L'observation de la variable X^j sur l'individu i sera noté x_i^j . Elles sont présentées sous formes d'un tableau ou d'une matrice de n lignes et p colonnes telles que :

- les n lignes représentent les individus, qui dans l'espace de représentation sont des points;
- les p colonnes représentent les variables ou les mesures provenant des capteurs et à valeurs dans $\mathbb{R}$.

Les données doivent être centrées et réduites lorsque les variables sont hétérogènes (d'unités différentes).

Le principe de l'ACP est de réduire la dimension des données initiales, en remplaçant les p variables initiales par q facteurs tels que $q < p$. Les q facteurs cherchés sont les moyennes pondérées des variables initiales. Leur choix se fait en maximisant la dispersion des individus selon ces facteurs. Les facteurs retenus doivent donc être de variance maximum. Il est souhaitable de rappeler que la dispersion d'une variable quantitative se mesure en général par sa variance (ou par son écart-type). Lorsqu'on dispose d'un nuage de point en plusieurs dimensions, on parle d'inertie c'est-à-dire la somme des variances des variables considérées.

Il est donc question de chercher la combinaison linéaire des variables initiales, appelées facteurs ou composantes principales, s'écrivant sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} Cp^1 &= \alpha_1^1 X^1 + \alpha_1^2 X^2 + \dots + \alpha_1^p X^p \\ Cp^2 &= \alpha_2^1 X^1 + \alpha_2^2 X^2 + \dots + \alpha_2^p X^p \\ &\vdots \end{aligned} \tag{3.1}$$

telles que: Cp^1 contienne un maximum d'information, donc $\text{var}(Cp^1)$ maximum. Les mêmes critères sont observés sur Cp^2 . Cp^1 et Cp^2 doivent être non corrélés pour que l'information apportée par Cp^2 soit complètement nouvelle par rapport à celle contenue dans Cp^1 . Chaque composante principale constitue une nouvelle variable. Lorsqu'on souhaite réaliser les graphiques des données faciles à lire et à interpréter, il est conseillé de choisir un petit nombre de facteurs (2 ou 3) et d'évaluer la quantité d'information sur les données initiales portée par ce nouveau repère. C'est ce qui sera appliqué au paragraphe 3.3.1.1.

Pratiquement, les composantes principales sont obtenues en calculant les vecteurs propres de la matrice de corrélation $\mathbf{R}$ définie par la relation :

$$\mathbf{R} = \frac{1}{p} \mathbf{X}^t \mathbf{X} \quad (3.2)$$

avec $\mathbf{X}^t$ la transposée de la matrice centrée et réduite des données $\mathbf{X}$.

L'inertie de chaque axe principal constituant le nouvel espace identifié est calculée par la relation :

$$I_i = \frac{\lambda_i}{p} \quad (3.3)$$

avec λ_i la valeur propre correspondante.

La quantité d'information portée par chaque composante principale est donc le pourcentage de l'inertie de chaque composante. Il est donc possible d'évaluer le pourcentage d'information de l'espace engendré par les nouveaux axes représentant le nuage des données par l'inertie cumulée des composantes choisies pour représenter cet espace. L'inertie cumulée peut être calculée par la relation:

$$I_{c_r} = \sum_{i=1}^r \frac{\lambda_i}{p} \quad (3.4)$$

avec r étant le rang de la composante principale.

3.2.2.2 Sélection des composantes du vecteur de forme par le Laplacian score

Le Laplacian Score (LS) est une méthode de sélection de variables pertinentes qui s'applique aussi bien dans le cas de l'apprentissage non-supervisé que dans le cas de l'apprentissage supervisé. Il est souhaitable de signaler ici que la sélection des variables dans les stratégies d'apprentissage non-supervisé est un problème beaucoup plus difficile en raison de l'absence d'étiquettes de classe qui guide généralement la recherche d'informations pertinentes. En fait, dans le contexte supervisé, les méthodes évaluent les corrélations entre les variables et les

étiquettes de classes. Le LS détermine l'importance d'une caractéristique en évaluant son pouvoir de préservation de la localité. Naturellement, les données d'une même classe doivent être plus proches les unes des autres. La structure locale est donc plus importante à considérer que la structure globale. La méthode modélise alors la structure géométrique locale des données en construisant un graphe des voisins le plus proche. Le LS est donc calculé pour refléter pour chaque variable, le pouvoir de préservation de la localité. Dans le contexte non supervisé, les variables qui contribuent de manière pertinente à l'obtention des classes auront donc le LS le plus élevé. Elles pourront donc être sélectionnées pour la suite de l'analyse.

L'algorithme se met en œuvre suivant les 4 étapes ci-après, telles que développées dans les références [76], [83].

Considérons L_r le Laplacian Score de la $r^{\text{ième}}$ variable du vecteur de forme initial et f_{r_i} la $i^{\text{ème}}$ valeur de la $r^{\text{ième}}$ variable, $i = 1, \dots, n$

1. Construction du graphe G des voisins le plus proche avec n noeuds.

Le $i^{\text{ème}}$ noeud correspond au point x_i . Une limite est construite entre le noeud i et j si x_i et x_j sont des points proches, c'est-à-dire que x_i est parmi les k voisins les plus proches de x_j ou x_j est parmi les k voisins les plus proches de x_i (lorsque les informations des étiquettes sont disponibles, on peut mettre une limite entre deux noeuds partageant la même étiquette).

2. Construction de la matrice S de pondération des noeuds connectés

Si les noeuds i et j sont connectés, associé $S_{ij} = e^{-\frac{\|x_i - x_j\|^2}{t}}$ où t est une constante appropriée ; dans le cas contraire, $S_{ij} = 0$. La matrice de pondération S du graphe modélise la structure locale de l'espace de données. Elle évalue la similarité entre le $i^{\text{ème}}$ et le $j^{\text{ème}}$ noeud. L'importance d'une variable peut être considérée comme le degré de respect de la structure du graphe.

3. Pour $r^{\text{ième}}$ variable, on définit:

$$f_r = [f_{r1}, f_{r2}, \dots, f_{rn}]^t, \quad D = \text{diag}(S1), \quad 1 = [1, \dots, 1]^t, \\ L = D - S.$$

soit

$$\tilde{f}_r = f_r - \frac{f_r^t D 1}{1^t D 1} 1$$

Calcul du Laplacian Score de la $r^{\text{ième}}$ variable

$$L_r = \frac{\tilde{f}_r^t L \tilde{f}_r}{\tilde{f}_r^t D \tilde{f}_r}$$

Les valeurs de Laplacian Score peuvent être considérées comme les quotients de Rayleigh pour les variables par rapport au graphe G . Pour plus de détails, il faut consulter les références [76], [84].

3.2.3 Techniques d'Apprentissage

L'apprentissage consiste à apprendre les caractéristiques permettant de reconnaître les formes complexes et à prendre les décisions appropriées selon le domaine d'application. Dans un processus de reconnaissance de forme, l'apprentissage est formellement classé dans la phase d'analyse et gouverne le modèle quantitatif devant définir la fonction de décision. Pour gérer l'ensemble de décisions possibles et généralement très complexes à énumérer, des algorithmes ont été conçus dans le but d'extraire de l'information pertinente des données ou d'apprendre un comportement à partir des observations du phénomène. Deux types d'apprentissages sont rencontrés dans la littérature : les apprentissages supervisé et non supervisé. Mais il se développe de plus en plus des techniques d'apprentissage dite semi-supervisé, qui associent les deux logiques précédentes [85], [86].

Dans le cas de l'apprentissage supervisé, chaque donnée X_i se présente avec une étiquette Y_i qui la catégorise. Il est donc question d'estimer les dépendances entre les X_i et les Y_i . Lorsque les Y_i prennent des valeurs discrètes, il s'agit d'un problème de *classification*, tandis que les Y_i à valeurs réelles décrivent un problème de *régression*. En apprentissage non supervisé, seules les observations X_i sont disponibles. Il s'agit de décrire comment les données sont organisées et en extraire des sous-ensembles homogènes.

Ainsi, lorsque les classes sont mal définies c'est-à-dire les étiquettes ne sont pas connues, il est souvent nécessaire de les déterminer automatiquement. Les classes sont alors déterminées en assemblant des nuages de points dans l'espace de représentation. Les paragraphes suivants présentent les méthodes de classification dans le contexte de la RdF appliquée au diagnostic. Les méthodes présentées sont celles qui sont appliquées pour extraire de la connaissance de la base de données disponibles pour ce travail.

3.2.3.1 Méthodes de classification non supervisée

Dans le contexte de la reconnaissance de forme, la classification non supervisée peut être vue comme un processus d'apprentissage puisqu'elle permet de construire une partition de l'espace de représentation en termes de nuage de points. Les nuages de points ainsi formés

constituent des ensembles homogènes appelés classes ou "clusters". Une bonne interprétation des classes peut servir de labellisation ou d'approche de reconnaissance automatique de forme selon le domaine d'application. Dans ce travail, les méthodes de classification sont utilisées pour extraire de la connaissance des données de maintenance des transformateurs de puissance. La classification automatique est par exemple utilisée pour reconstruire les périodes de vie du transformateur marquées par certains défauts en vue d'identifier les causes liées à ces périodes [87].

Formellement, la classification non supervisée est une technique de regroupement des données basée sur le concept de similitude. Il existe deux grandes approches de regroupement : hiérarchique et non hiérarchique.

Dans l'approche hiérarchique, l'appartenance dans un groupe a une structure hiérarchique. Les données restent dans des ensembles hiérarchiquement emboîtés selon leur niveau de proximité. Deux logiques peuvent être utilisées : la logique ascendante (*bottom-up*) et la logique descendante (*top-down*).

Dans l'approche non hiérarchique, le regroupement se fait de manière itérative et les groupes construits à un moment donné du processus peuvent être divisés ou regroupés au cours du processus. Plusieurs méthodes utilisent cette approche. La plus populaire est la méthode de *k – moyennes*. Cette méthode connaît plusieurs variantes et elle est appliquée dans beaucoup de travaux [88], [89], [90], [91], [92]. La mise en œuvre de ces méthodes de classification impose de disposer :

- d'une part, d'un ensemble de données caractérisées par les objets ou individus sur lesquels reposent l'analyse, et les variables ou les attributs observés sur ces objets;
- et d'autre part, d'une mesure de similarité ou de proximité entre ces objets.

Les méthodes non hiérarchiques regroupent les algorithmes de partitionnement qui opèrent directement dans l'espace de représentation, d'où leur intérêt pour la RdF et ce travail. Les algorithmes de partitionnement simple (*k – moyennes*) et de partitionnement flou (*C – moyennes flous ou Fuzzy C – means*) sont présentés dans la suite. Ils sont ensuite appliqués dans le cas de l'exploitation des données de maintenance des transformateurs en vue d'extraction d'informations utiles à leur gestion.

a) Algorithmes de partitionnement

Etant donné un ensemble de données $E = \{x_1, \dots, x_n\}$, les algorithmes de partitionnement cherchent à regrouper cet ensemble de données en c classes ou partitions $w_1, \dots, w_c$ de telle

sorte que dans chaque classe, tout objet soit plus similaire aux objets de sa classe qu'à ceux des autres classes. Une partition ou une classe est donc un sous ensemble W de E tel que :

- $W = w_1, \dots, w_c$;
 - $\forall (l, m) \in \{1, \dots, c\}^2, l \neq m \text{ et } w_l \cap w_m = \emptyset$;
 - $\cup_i^c w_i = E$.
- (3.5)

Le problème des méthodes de classification automatique est de trouver le nombre optimal de classes les plus homogènes possibles. Il existe des critères qui permettent d'évaluer la qualité de la classification dans ce contexte. Les paragraphes suivants présentent les métriques sur lesquelles sont basées le partitionnement, les critères de validation des classes obtenues et quelques algorithmes appliqués dans ce travail.

➤ Indice de proximité et distance

L'indice de proximité entre deux points ou objets représentés par les vecteurs $\mathbf{x}_i$ et $\mathbf{y}_j$ désigne une application σ à valeur dans $\mathbf{R}^+$ telle que les propriétés suivantes soient vérifiées :

Soit E l'ensemble des objets, individus ou données, $\mathbf{x}_i$, vecteur des valeurs des attributs décrivant l'objet ou l'individu, $\forall \mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j \in E$

- $\sigma(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) \geq 0$; (3.6)

- $\sigma(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \sigma(\mathbf{x}_j, \mathbf{x}_i)$. (3.7)

L'indice de proximité peut se définir à partir de la notion de distance.

Une distance d est donc une application de $E \times E$ dans $\mathbb{R}^+$ telle que:

$$\begin{cases} d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) = d(\mathbf{x}_2, \mathbf{x}_1) \\ d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) \geq 0 \\ d(\mathbf{x}, \mathbf{x}) = 0 \\ d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) \leq d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_3) + d(\mathbf{x}_3, \mathbf{x}_2) \end{cases} \quad (3.8)$$

Les fonctions de distance les plus utilisées sont présentées ci-dessous :

Soit $\mathbf{x}_1$ et $\mathbf{x}_2$ deux points de l'espace de représentation $\mathbb{R}^d$, d étant le nombre d'attributs ou de variables décrivant chaque point,

- Distance euclidienne: $d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) = \left(\sum_{j=1}^d (\mathbf{x}_{1j} - \mathbf{x}_{2j})^2 \right)^{\frac{1}{2}}$ (3.9)

- Distance de Minkowski: $d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) = \left(\sum_{j=1}^d (|\mathbf{x}_{1j} - \mathbf{x}_{2j}|)^r \right)^{\frac{1}{r}}$ (3.10)

- avec $r \geq 1$

La distance de Minkowski généralise les distances :

- Euclidienne : $r = 2$;
- Manhatann ou distance dite de "city-block" : $r = 1$;
- Distance du "max", noté d_∞ , telle que :

$$d_\infty = \max_{1 \leq j \leq d} |x_s - y_s|$$

- Distance de Mahalanobis: $d(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2) = (\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_2)^t \mathbf{\Gamma}^{-1} (\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_2)$ (3.11)

où $\mathbf{\Gamma}^{-1}$ est l'inverse de la matrice variance-covariance des variables descriptives des objets.

Il est souhaitable de noter ici que, la distance de Mahalanobis possède la propriété intéressante de mieux prendre en compte la forme géométrique des classes, alors que la distance euclidienne est très utilisée à cause de l'invariance qu'elle assure par rapport à une translation et une rotation des objets [93].

➤ Critères de qualité de classification

Ces critères sont basés soit sur l'inertie intra-classe, la dispersion intra-classe ou interclasse. Il existe d'autres indices tels que, l'indice silhouette [28], l'indice de Dunn [94] et l'indice de Davies-Bouldin [95], [96], [97], [98].

• Critères de l'inertie intra-classe

Considérons n objets de l'ensemble $\mathbf{E}$, classés en c classes $\{w_1, \dots, w_c\}$ dans un espace de représentation de dimension p , tel que chaque classe w_i contienne n_i objets.

L'inertie intra-classe associée à la partition de ces données est définie par la relation :

$$J_w = \sum_{i=1}^c \sum_{\mathbf{x} \in w_i} \|\mathbf{x} - \mathbf{v}^i\|^2 \quad (3.12)$$

avec $\mathbf{v}^i = \frac{1}{n_i} \sum_{\mathbf{x} \in w_i} \mathbf{x}$, le centroïde de la classe w_i , considéré comme la meilleure représentation des observations de cette classe.

• Critères basés sur les matrices de dispersion

Ce sont les critères de la trace et du déterminant :

- Critère de la trace pour la dispersion intra classe :

$$\text{trace}(\mathbf{S}_w) = \sum_i^c \text{trace}(\mathbf{S}_i) = \sum_{i=1}^c \sum_{\mathbf{x} \in w_i} \|\mathbf{x} - \mathbf{v}^i\|^2 \quad (3.13)$$

- avec S_i la matrice de dispersion de la classe w_i et $\mathbf{S}_w = \sum_i^c \mathbf{S}_i$

- Critère de dispersion $\mathbf{S}_B$:

$$\text{trace}(\mathbf{S}_B) = \sum_{i=1}^c n_i \|\mathbf{x} - \mathbf{v}^i\|^2 \quad (3.14)$$

En utilisant la métrique euclidienne, on définit :

- la matrice de dispersion de la classe w_i est : $\mathbf{S}_i = \sum_{\mathbf{x} \in w_i} (\mathbf{x} - \mathbf{v}^i)(\mathbf{x} - \mathbf{v}^i)^t$ (3.15)

- la matrice de dispersion intra-classe totale est : $\mathbf{S}_W = \sum_i^c \mathbf{S}_i$

- la matrice de dispersion interclasse est : $\mathbf{S}_B = \sum_{i=1}^c n_i (\mathbf{v}^i - \mathbf{v})(\mathbf{v}^i - \mathbf{v})^t$ (3.16)

- La matrice de dispersion totale est : $\mathbf{S}_T = \sum_{\mathbf{x} \in E} (\mathbf{x} - \mathbf{v})(\mathbf{x} - \mathbf{v})^t$ (3.17)

avec $\mathbf{v}$ le centre d'inertie globale donné par: $\mathbf{v} = \frac{1}{n} \sum_{\mathbf{x} \in E} \mathbf{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^c n_i \mathbf{v}^i$ (3.18)

- Critère du déterminant :

$$^4 \det(\mathbf{S}_W) = \det(\sum_{i=1}^c \mathbf{S}_i) \quad (3.19)$$

• **Indice silhouette.**

Cet indice s'intéresse en particulier à l'objet classé, et non aux classes considérées. Pour chaque objet $\mathbf{x}_i$ de la partition, on calcule la valeur suivante comprise entre -1 et 1 :

$$-1 \leq Sh(\mathbf{x}_i) = \frac{b(\mathbf{x}_i) - a(\mathbf{x}_i)}{\max\{a(\mathbf{x}_i), b(\mathbf{x}_i)\}} \leq 1 \quad (3.20)$$

Avec, $a(\mathbf{x}_i)$ la distance moyenne qui sépare l'objet $\mathbf{x}_i$ des autres individus de la même classe et $b(\mathbf{x}_i)$ la distance moyenne qui sépare l'objet $\mathbf{x}_i$ des individus appartenant à la classe la plus proche.

- Quand $Sh(\mathbf{x}_i)$ est proche de 1, l'objet est bien classé (la distance qui le sépare de la classe la plus proche est supérieure à celle qui le sépare de sa classe ;
- Quand $Sh(\mathbf{x}_i)$ est proche de -1, l'objet est mal classé ;
- Quand $Sh(\mathbf{x}_i)$ est proche de 0, l'objet pourrait également être classé dans la classe la plus proche.

Notons que l'indice silhouette de la partition est calculé à partir de la moyenne entre les indices de ses éléments.

• **Indice de Dunn**

Cet indice cherche la distance minimale qui sépare deux classes dans la partition tout en tenant compte de la distribution des éléments à l'intérieur des classes. Plus cette distance est grande, meilleure est la partition.

$$ID = \min_{1 \leq i \leq n} \left\{ \min_{1 \leq j \leq n(i \neq j)} \left\{ \frac{d(w_i, w_j)}{\max_{1 \leq k \leq n} (d'(w_k))} \right\} \right\} \quad (3.21)$$

⁴ $\det(\mathbf{A})$ est la notation adoptée pour le déterminant de la matrice $\mathbf{A}$

avec : - w_i et w_j deux classes distinctes;

- $d(w_i, w_j) = \min_{1 \leq i \leq n, 1 \leq j \leq n} \{d(x, y), x \in w_i, y \in w_j\}$ distance inter-classe;

- $d'(w_k) = \max_{x, y \in c_k} \{d(x, y)\}$, distance entre deux éléments de la classe c_k .

- **Indice de Davies-Bouldin**

Le critère de Davies-Bouldin est basé sur le rapport entre les distances inter classe et intra classe. Il est défini par :

$$DB = \frac{1}{n} \sum \max_{i \neq j} \{R_{ij}\} \quad (3.22)$$

avec: - $R_{ij} = \frac{d(w_i) + d(w_j)}{d(w_i, w_j)}$, l'indice de similarité.

- $d(w_i, w_j)$: distance entre les classes w_i et w_j , $d(w_k)$, la moyenne des distances entre les éléments de la classe w_k .

En effet, pour chaque classe w_i , l'indice cherche la classe w_j qui maximise l'indice de similarité exprimé par R_{ij} . La meilleure partition est celle qui minimise la similarité entre les classes.

Les indices de Dunn, silhouette et de Davies-Bouldin sont utilisés dans la mise en œuvre des méthodes de classification automatique *K-moyennes* et *fuzzy C-means* présentés ci-dessous [87], [99].

i) Algorithmes des *k-moyennes (k-means)*

L'algorithme des *k-moyennes* est très populaire et présente plusieurs variantes visant à l'amélioration de la classification. Dans sa mise en œuvre, l'utilisateur doit faire le choix de la distance et du nombre k des centres des classes. Une fois les k centres de classes choisis aléatoirement, les points d'apprentissage sont attribués à chacune des k classes en se basant sur le critère de la distance minimale entre le point à classer et les centres de gravité. Les moyennes de ces k classes sont alors recalculées pour chaque classe. Le processus est réitéré jusqu'à ce que les classes soient stables. La stabilité des classes peut être évaluée par un critère défini qui indique la convergence de l'algorithme. L'utilisateur peut alors revoir le nombre des classes selon une interprétation basée sur les connaissances a priori qu'il possède du système.

Soit C l'ensemble des centres des classes, $C = \{c_1, \dots, c_c\}$, et $W = \{w_1, \dots, w_c\}$ les classes, le critère Ψ correspond à la distance euclidienne totale entre chaque point x_i et le centre c_{wi} dont il est le plus proche, ici au sens de la distance Euclidienne.

Ψ est définie par :

$$\Psi(C, W) = \sum_{k=1}^c \sum_{i=1}^n w_{ik} \|x_i - c_k\|^2 \quad (3.23)$$

avec w_{ik} est une variable binaire qui vaut 1 si la classe de la $i^{\text{ème}}$ donnée est k et 0 sinon.

L'algorithme des k -means peut se résumer en trois étapes :

1) *Initialisation* : On initialise les centres des classes $(c_1^{(0)}, \dots, c_c^{(0)})$ en fixant au hasard la valeur de k (nombre de classe souhaité). Il s'agit donc de démarrer l'itération à $t = 0$ avec des valeurs initiales pour les paramètres du modèle $(c_1^{(0)}, \dots, c_c^{(0)})$ (choix aléatoire des centres virtuels).

2) *Étape de classification (affectation)* :

Chaque donnée est assignée à la classe du centre dont elle est la plus proche.

$$\forall i = 1, \dots, n, w_{ik}^{(t)} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = \underset{j \in \{1, \dots, c\}}{\operatorname{argmin}} \|x_i - c_j\|^2 \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad (3.24)$$

3) *Étape de recalage des centres*

Le centre c_k de chaque classe k est recalculé comme étant la moyenne arithmétique de toutes les données appartenant à cette classe (suite à l'étape d'affectation précédente)

$$\forall i = 1, \dots, n, c_k^{(t+1)} = \frac{\sum_{i=1}^n w_{ik}^{(t)} x_i}{\sum_{i=1}^n w_{ik}^{(t)}} \quad (3.25)$$

t étant l'itération courante.

La convergence peut être considérée comme atteinte si la valeur relative au niveau du critère Ψ devient inférieure à un seuil petit préfixé ou si un nombre maximum d'itérations préfixé a été atteint. Une fois réalisée la convergence de l'algorithme, il renvoie une estimation des classes $(w_1, \dots, w_c)$ et des centres $(c_1, \dots, c_c)$. On peut dès lors discuter de l'appartenance de chaque donnée x_i à une classe $w_i g_i$ en utilisant les critères d'évaluation de la qualité de classification énoncée plus haut.

L'algorithme des k -moyennes présente dans la littérature plusieurs variantes. Par exemple, dans l'algorithme des C -moyennes, le critère de la distance minimale est choisi entre le point à classer et l'élément de la classe le plus central. Dans les deux cas, le partitionnement est dit net ou dur. L'appartenance à une classe est booléenne.

Dans le cas d'un partitionnement flou, les objets classés peuvent appartenir à plusieurs classes simultanément. Chaque objet a la possibilité d'appartenir à plusieurs classes avec des degrés d'appartenance différents. L'algorithme de Bezdek [100], connu sous l'appellation FCM

(*Fuzzy C – means*) ou *C-moyennes flous* propose un partitionnement flou des données en s'appuyant sur l'évaluation du degré d'appartenance d'un objet $\mathbf{x}_i$ à la classe $\mathbf{w}_i$.

2i) Algorithme des *C-moyennes flous*

L'algorithme des C-moyennes cherche une matrice de partition $U = (u_{ik})$, avec $u_{ik} \in [0; 1]$ et la matrice V des coordonnées des centres $\{v_1, \dots, v_c\}$ des classes $\{w_1, \dots, w_c\}$ telle V_{ki} soit la $i^{ème}$ composante du centre v_k , par minimisation du critère $\Psi_{FCM}(U, V)$ défini ci-dessous:

$$\Psi_{FCM}(U, V) = \sum_{i=1}^c \sum_{k=1}^n u_{ik}^\beta \|\mathbf{x}_i - v_k\| \quad (3.26)$$

avec $\beta > 1$, un paramètre réglant la dureté de la partition.

Le critère $\Psi_{FCM}(U, V)$ est minimisé par un algorithme itératif optimisant alternativement les positions des centres et les degrés d'appartenance, résumé ci-dessous en cinq étapes.

- 1) Etant donné un ensemble de n objets à partitionner, on fixe le nombre c de classes ou clusters désirés et le paramètre β .
- 2) Attribution de manière arbitraire des degrés d'appartenance aux éléments pour les différentes classes.
- 3) Détermination des positions des centroïdes des différentes classes suivant la relation:

$$v_i = \frac{\sum_{j=1}^n (u_{ij})^\beta \mathbf{x}_j}{\sum_{j=1}^n (u_{ij})^\beta} \quad (3.27)$$

- 4) Mise à jour de la matrice d'appartenance selon la relation :

$$u_{ik} = \frac{1}{\sum_{j=1}^c \left(\frac{\|\mathbf{x}_k - \mathbf{w}_i\|^2}{\|\mathbf{x}_k - \mathbf{w}_j\|^2} \right)^{1/(\beta-1)}} \quad (3.28)$$

- 5) Retour à l'étape 3 tant que la convergence n'est pas atteinte.

Cet algorithme a connu aussi des variantes liées à la nature des données. Il faut signaler que pour l'appliquer, les données doivent être normalisées afin de gérer les problèmes d'hétérogénéités des variables. Krishnapuram et Keller [101] ont levé cette contrainte en proposant une variante dite possibiliste permettant la détection des données aberrantes. En effet, le degré d'appartenance d'un objet à une classe donnée ne dépend que de sa distance à cette classe, ce qu'ils ont appelé degré de typicalité à contrario au degré relatif d'appartenance [102].

L'utilisation de ces méthodes dans le cadre du diagnostic où les classes représentent les états de fonctionnement ou un type de défauts bien identifié exige toujours une bonne connaissance du système sur lequel est appliqué la méthode. L'appartenance ambiguë de certaines données aux classes, la séparabilité d'une classe présentant une certaine étendue dans l'espace de représentation, le nombre optimal de classes et les critères de validation de la classification sont les questions soulevées par cette approche qui devront être levées par une connaissance du système et les hypothèses effectuées sur les données. Une fois que l'utilisateur a validé les groupes homogènes obtenus, ces classes pourraient servir de base d'apprentissage c'est-à-dire comme données labélisées pour une classification supervisée. Elles peuvent aussi être interprétées et le résultat peut être utile pour comprendre le comportement d'un système [87].

3.2.3.2 Généralités sur les méthodes de classification supervisées

La classification supervisée consiste à affecter une classe à toute nouvelle donnée à partir d'une règle de décision construite sur une base de données dont on connaît les classes. Formellement, l'apprentissage dans ce cas passe par deux étapes comme l'indique la figure 3.3 ci-dessous.

À partir d'une base de données d'apprentissage, l'algorithme structure l'espace de représentation. Il construit ensuite une fonction dite de prédiction qui pour une nouvelle donnée, assigne une sortie correspondante selon l'apprentissage faite au préalable. Il sera ensuite question de valider la fonction de prédiction par une autre opération de test qui permettra de quantifier l'erreur de classification.

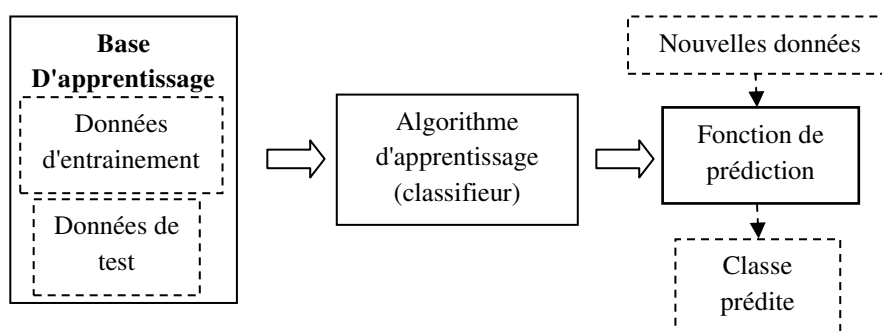


Figure 3.3 : Illustration du processus de mise en œuvre d'un problème de classification supervisée.

La mise en œuvre des algorithmes de classification supervisée suppose alors de disposer d'une part, d'un ensemble de données d'apprentissage qui sera divisé en un sous-ensemble de

données d'entraînement et en un autre sous-ensemble de données de test, et d'autre part, de nouvelles données à classer dans le cadre de l'exploitation du classifieur. Les données qui constituent la base d'apprentissage sont étiquetées, c'est à dire, à chaque donnée encore appelée point dans l'espace de représentation, est associée une étiquette ou label qui identifie sa classe d'appartenance. Les données d'entraînement servent à construire la fonction de prédiction, tandis que les données de test permettent de valider le processus d'apprentissage et de quantifier l'erreur de prédiction. Le choix de l'algorithme à retenir dans le processus de RdF sera alors guidé par le classifieur qui donnera la plus faible erreur de classification.

Les méthodes de classification supervisée peuvent se regrouper en deux approches :

- **L'approche de méthodes statistiques et structurelles;**

Dans le cas des méthodes statistiques, l'espace de représentation ou de décision étant structurée en classes ou en régions, lors de la décision, une donnée sera affectée à la classe de la région à laquelle elle appartient selon le principe de la fonction de classement. Il est souhaitable de rappeler ici que la partition de l'espace de représentation peut être:

- explicite : c'est le cas des méthodes de discrimination linéaire ou paramétrique dans lesquelles la frontière entre les classes est recherchée;
- implicite : c'est le cas des méthodes du k plus proches voisin ou classifieur bayésien [103].

Dans le cas des méthodes structurelles, une forme est représentée par une chaîne ordonnée de symbole. Elles s'appuient donc sur la comparaison des représentations structurées en forme de chaînes de graphes ou d'arbres dont les prototypes sont préalablement enregistrés [104].

- **L'approche des méthodes stochastiques et neuronales.**

Les méthodes dites stochastiques s'appuient essentiellement sur l'approche markovienne de reconnaissance. Contrairement à l'approche bayésienne qui représente une forme par un vecteur, dans l'approche markovienne, la forme est représentée par une séquence de vecteurs générés par un processus aléatoire. Ces vecteurs représentent généralement les états d'un système industriel. Ils peuvent être observés ou cachés et changent de valeurs au cours du temps. Les classifieurs qui rentrent dans la catégorie de méthodes neuronales sont les réseaux de neurones artificiels. Ces méthodes s'appuient sur la structure et la physiologie du cerveau humain pour construire les systèmes d'apprentissage et de reconnaissance. Cette approche n'est pas abordée dans ce travail. Les classifieurs présentés ci-dessous suivent l'approche statistique et ont été choisis pour leur simplicité et leur application aisée sur la base de données des gaz dissous disponible.

3.2.3.3 Le classifieur des k plus proches voisins ($kppv$)

La méthode des $kppv$ est une méthode simple qui ne nécessite aucune hypothèse sur les classes c'est-à-dire sur la fonction qui relie la classe aux points qui la constitue. L'idée fondatrice est de faire voter les plus proches voisins sur l'appartenance d'une nouvelle observation à la classe majoritaire parmi les k plus proches voisins. Formellement, étant donné un point $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^d$ à classer, $\mathbb{R}^d$ l'espace de représentation des données, le classement consiste à déterminer la classe de chacun des k points les plus proches de $\mathbf{x}$ en terme de distance parmi les points de l'ensemble d'apprentissage représentés dans $\mathbb{R}^d$. La décision est alors d'affecter $\mathbf{x}$ à la même classe que celle de ses k voisins les plus proches.

- **Règle des $kppv$ pour $k = 1$**

Soit $d(.,.)$ une distance définie dans l'espace de représentation $\mathbf{R}^d$, $\mathbf{x}_v$ le plus proche voisin de $\mathbf{x}$ nouvelle donnée à classer, $\mathbf{x}_v$ appartient bien à l'espace d'apprentissage $\{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_n\}$.

$$\mathbf{x}_v \text{ est définie telle que: } d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_v) = \min_{1 \leq i \leq n} d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i), i = 1, 2, \dots, n \quad (3.29)$$

Etant donnée $w(\mathbf{x}_i)$ la vraie classe de $\mathbf{x}_i$, avec $w(\mathbf{x}_i) \in \{\mathbf{w}_1, \mathbf{w}_2, \dots, \mathbf{w}_c\}$ l'ensemble des classes, la règle de décision du plus proche voisin s'écrit :

$$\hat{w}(\mathbf{x}) = w(\mathbf{x}_v) \quad (3.30)$$

L'occurrence aléatoire de l'échantillon d'apprentissage justifie le fait que $w(\mathbf{x}_v)$ est une variable aléatoire. Aussi, la règle de décision du plus proche voisin de $\mathbf{x}$ suit la probabilité conditionnelle $P(w(\mathbf{x}_v)/\mathbf{x}_v)$ (probabilité de classification de $\mathbf{x}$ dans la classe de $\mathbf{x}_v$ notée $(\mathbf{x}_v)$). Donc, dans un grand échantillon d'apprentissage, les points $\mathbf{x}$ et $\mathbf{x}_v$ sont « très proches ». La nouvelle observation $\mathbf{x}$ est prédite comme appartenant à la vraie classe de $\mathbf{x}_v$, notée $w(\mathbf{x}_v)$ avec une probabilité égale approximativement à la probabilité de classer $\mathbf{x}$ dans la classe $w(\mathbf{x}_v)$, notée $P(w(\mathbf{x}_v)/\mathbf{x})$.

- **Généralisation de la règle des $kppv$ pour $1 \leq k \leq n$**

Dans ce cas, la règle de décision est en faveur de la classe majoritairement représentée par les k voisins de $\mathbf{x}$.

Soit k_{w_j} le nombre d'observations issues du groupe des plus proches voisins appartenant à une classe $w_j \in \{w_1, w_2, \dots, w_c\}$. Il vient que, $\sum_{j=1}^c k_{w_j} = k$. Ainsi, une nouvelle observation est prédite dans la classe w avec $w = \max (k_{w_j})$.

Dans un processus de diagnostic où les classes représentent les modes de fonctionnement du système étudié, associer une nouvelle donnée à une classe revient à prédire du mode de fonctionnement dans lequel se trouve le système que représente cette nouvelle donnée. Il peut se présenter une difficulté de choix de l'appartenance d'une nouvelle donnée à une classe. Il est recommandé de créer une nouvelle classe dans laquelle seront rangées les données présentant une incertitude pour le classifieur. Techniquement, pour le classifieur, on introduit une procédure de "rejet" suivant une propriété à vérifier. Si aucune classe ne vérifie cette propriété, la nouvelle donnée est rejetée dans la nouvelle classe prévue à cet effet.

Dans le cas du classifieur *kppv*, un seuil s peut être fixée sur le nombre de voisins, telle que la règle de décision du plus proche voisin serait :

$\hat{w}(x) = w_i$ si au moins s points se trouvent parmi les plus proches voisins de x appartenant à w_i ; sinon, $\hat{w}(x) = w_0$, avec w_0 une nouvelle classe n'appartenant pas à $\{w_1, w_2, \dots, w_c\}$. Il existe deux possibilités de rejet :

- le rejet d'ambiguïté, qui se rapproche de la définition ci-dessous;
- et le rejet de distance, lorsqu'un point éligible dans le groupe des voisins, est éloigné d'une distance d' fixée au préalable.

La mise en œuvre de l'algorithme des *kppv* nécessite pour un ensemble d'apprentissage de taille n , de calculer n distances dans un espace de dimension d pour prendre une décision. La méthode s'avère alors lente en phase de décision. Plusieurs variantes qui consistent à introduire une phase de prétraitement dans laquelle l'espace d'apprentissage est réduit et le nombre de tests limités ont été proposées. La référence [105] apporte plus de précision à ce sujet. L'algorithme de Delannoy propose dans la phase de prétraitement, le "pavage" de l'espace de représentation. Dans l'algorithme de Fukunaga et Narendra, le prétraitement consiste à construire, à partir de l'espace d'apprentissage, des classes de plus en plus réduite. ces algorithmes sont présentés dans les ouvrages de référence [93], [106].

3.2.3.4 Le classifieur Bayésien

Le classifieur bayésien suit une approche probabiliste basée sur les probabilités conditionnelles et la règle de Bayes pour inférer sur la formation des classes. Dans l'approche

bayésienne, on estime la probabilité d'occurrence d'un évènement sachant qu'une hypothèse préliminaire (connaissance a priori) est vérifiée.

La classification bayésienne s'appuie donc sur la connaissance *a priori* pour se prononcer sur un état courant d'un phénomène en fonction de nouvelles observations (connaissances sur le phénomène), ou faire des prévisions (prévision du futur à partir du passé). Au vu des données, la classification bayésienne donne l'hypothèse la plus probable, en termes d'appartenance à une classe, représentant dans le contexte, un mode de fonctionnement ou un état du système étudié. La question à répondre ici est donc :

- Pour une nouvelle donnée $\mathbf{x}$, au vue de l'ensemble d'apprentissage $\{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_n\}$, constitué des classe $\{w_1, w_2, \dots, w_c\}$, quelle est la classe la plus probable? Il y a donc c décisions possibles de classement. Le classifieur doit assigner au point $\mathbf{x}$ décrit par les prédicteurs ou les variables $\{x^1, x^2, \dots, x^d\}$, une classe $w_i \in \{w_1, w_2, \dots, w_c\}$, soit donc la règle de décision :

$$\hat{w}(\mathbf{x}) = w_i \quad (3.31)$$

Formellement en termes de probabilités :

Soit :

- $P(w_i)$: proportion des données de la classe w_i dans l'ensemble d'apprentissage; c'est la probabilité *a priori* de la classe w_i ;
- $P(\mathbf{x}) = P(x^1, x^2, \dots, x^d)$: proportion des données des prédicteurs de $\mathbf{x}$;
- $P(\mathbf{x}/w_i) = P(x^1, x^2, \dots, x^d)/w_i$: probabilité conditionnelle de $\mathbf{x}$ à la classe w_i , c'est à dire le nombre de fois où on rencontre les points décrits par $(x^1, x^2, \dots, x^d)$ dans la classe w_i ;
- $w = \{w_1, w_2, \dots, w_c\}$: ensemble de classes, chacune munie d'une probabilité;
- $\{x^1, x^2, \dots, x^d\}$: ensemble de variables, attributs ou prédicteurs.

Il est question d'évaluer :

$$P(w_i/\mathbf{x}) = P(w_i/x^1, x^2, \dots, x^d) = \frac{P(x^1, x^2, \dots, x^d)/w_i \cdot P(w_i)}{P(x^1, x^2, \dots, x^d)} \quad (3.32)$$

Les probabilités $P(\mathbf{x}/w_i) = P(x^1, x^2, \dots, x^d)/w_i$, $P(\mathbf{x}) = P(x^1, x^2, \dots, x^d)$ et $P(w_i)$ peuvent être estimées sur les données de l'ensemble d'apprentissage.

La probabilité $P(\mathbf{x}/w_i) = P(x^1, x^2, \dots, x^d)/w_i$ est la vraisemblance de l'évènement "observer le point $\mathbf{x}$ " s'il est dans la classe w_i . Elle est estimée à partir d'une hypothèse.

Deux hypothèses peuvent être considérées :

- Hypothèse du Maximum *a Posteriori* : h_{MAP}

$$h_{MAP} = \underset{w_i \in W}{\operatorname{argmax}} \frac{P(x^1, x^2, \dots, x^d / w_i) \cdot P(w_i)}{P(x^1, x^2, \dots, x^d)} \quad (3.33)$$

- Hypothèse du Maximum de vraisemblance : h_{ML}

$$h_{ML} = \underset{w_i \in W}{\operatorname{argmax}} P(x^1, x^2, \dots, x^d / w_i) \quad (3.34)$$

Dans le cadre de ce travail, la variante du classifieur bayésien choisi applique l'hypothèse h_{MAP} et est connue sous le nom du classifieur bayésien naïf.

- **Le classifieur bayésien naïf**

Toutes les variables sont supposées indépendantes. La probabilité $P(x/w_i) = P(x^1, x^2, \dots, x^d / w_i)$ est donc estimée à partir de l'ensemble d'apprentissage telle que:

$$P(x^1, x^2, \dots, x^d / w_i) = \prod_j^d P(x^j / w_i) \quad (3.35)$$

L'hypothèse h_{MAP} est utilisée dans le cas du classifieur naïf est:

$$h_{MAP} = \underset{w_i \in W}{\operatorname{argmax}} \prod_j^d P(x^j / w_i) \cdot P(w_i) \quad (3.36)$$

Le produit $\prod_j^d P(x^j / w_i)$ est estimé à partir de l'ensemble d'apprentissage.

Les techniques d'apprentissage présentées dans ce paragraphe sont exploitées dans la suite pour extraire de la connaissance des données historiques de maintenance des transformateurs de puissance.

3.3 Application aux données de maintenance des transformateurs

L'approche mise en œuvre dans ces travaux applique les méthodes statistiques de RdF au diagnostic des transformateurs. Il s'agit de faire une fouille de données sur l'historique de maintenance des transformateurs de puissance, en vue d'en extraire les informations utiles à leur gestion. L'application des méthodes développées dans les paragraphes précédents visent :

- Dans un premier temps à faire une analyse exploratoire et descriptive des données sélectionnées qui conduirait à l'identification de la structure des données. Dans cet ordre d'idées,

l'historique de certains transformateurs de la base de données à l'étude a été utilisée pour comprendre leur comportement en termes de défauts. La démarche dans cette approche peut se résumer en quelques point :

- Les données sont mises en forme et les paramètres utiles sont calculés (rapport, différents taux, etc.) dans la plate-forme d'exploitation construite dans Matlab;
- À travers une ACP, la dimension des données est restreinte aux composantes principales portant le plus d'information. Ces composantes sont utilisées comme axes de l'espace de représentation des données;
- La méthode de classification retenue est appliquée, les classes qui structurent les données sont obtenues;
- Une interprétation des classes obtenues permet alors d'identifier soit le mode de fonctionnement, soit directement le type de défaut en présence.

Deux exemples dans cette approche qui illustrent cette démarche seront présentés au paragraphe 3.3.1.

Une exploitation plus poussée sera faite au chapitre 4 sur les groupes de transformateurs de cette base d'étude, en vue d'en tirer des informations utiles à l'évaluation de l'état des transformateurs.

▪ Dans un second temps, à procéder à une analyse décisionnelle dans le but de construire des systèmes de diagnostic permettant, d'identifier les états de fonctionnement des groupes de transformateurs de la base d'étude. Deux classifieurs sont alors construits dans cette partie et exploités dans le diagnostic des défauts naissant dans les transformateurs.

3.3.1 Analyse exploratoire et descriptive par classification non supervisée

Il est question dans cette partie du travail, d'appliquer les méthodes de classification non supervisée pour découvrir et interpréter les différentes classes qui seront observées. Comme présentés au deuxième chapitre, les données sont constituées d'un ensemble de variables ou indicateurs obtenues sur les échantillons d'huile prélevés périodiquement sur chaque transformateur. Ces variables apportent chacune une information permettant de se prononcer sur l'état fonctionnel du transformateur. Cependant, elles sont généralement exploitées par groupe pour informer:

- De l'état interne du transformateur : à travers l'analyse des gaz dissous dans l'huile;

- De la qualité de l'huile qui assure l'isolation interne du transformateur: à travers l'analyse de la qualité de l'isolation et des caractéristiques intrinsèques de l'huile;
- De la durée de vie du transformateur: à travers l'analyse de l'état du papier.

3.3.1.1 Exploitation des données des gaz dissous dans l'huile pour le suivi d'un transformateur au cours du temps

Les différents stress de fonctionnement du transformateur laissent des traces dans l'huile qui se dégrade en produisant des gaz. Ces gaz dissous dans l'huile peuvent être extraits par chromatographie en phase gazeuse (technique de séparation des gaz) et analysés [43]. Les gaz généralement analysés dans ce cas sont des gaz dits de défauts ou appelés les gaz clés dans les différentes techniques d'analyse des gaz dissous dans l'huile. Ce sont :

- L'hydrogène (H_2);
- L'acétylène (C_2H_2);
- Le méthane (CH_4);
- L'éthane (C_2H_6);
- L'éthylène (C_2H_4);
- Le dioxyde de carbone (CO_2);
- Le monoxyde de carbone (CO).

Leur analyse conduit à l'identification des défauts dès leur première apparition. Ces défauts peuvent être :

- Des défauts thermiques (du type T1, T2, T3);
- Des défauts électriques (du type PD, D1, D2).

➤ Analyse des périodes de fonctionnement d'un transformateur donné au cours du temps

Une classification non supervisée des données des gaz dissous issues de l'historique de maintenance d'un transformateur est présentée ci-dessous dans le but d'analyser ses périodes de fonctionnement et d'identifier les défauts marquant chaque période.

Les données de cette étude sont exploitées sous la forme d'une matrice constituée de p observations ou variables et de n points. Ces observations sont les six gaz combustibles (H_2 , C_2H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , CO) dont la somme des concentrations donne un indicateur appelé TDCG (Total Dissolved Combustible Gas). L'huile a été prélevée sur un transformateur de

puissance 150 MVA de la base d'étude reçue de la compagnie Rio Tinto au Canada. Ce transformateur a une tension secondaire 24 kV et a été mis en service en 1952. Les données couvrent une période d'une durée totale de 16 ans, soit $n = 42$ points dates de prélèvement d'huile et $p = 6$, les six gaz cités plus haut.

L'objectif est de caractériser les périodes de fonctionnement de ce transformateur marquées par des défauts particuliers. Il est question de comprendre ce qui s'est passé durant ces périodes en termes de défauts. Dans un premier temps, l'espace de représentation est circonscrit à travers une ACP. L'organisation de ces données en classe est obtenue par l'application de l'algorithme *k – moyennes*. L'interprétation des classes obtenues permettra enfin de caractériser les périodes représentées par chaque classe.

- **Détermination de l'espace de représentation à partir de l'ACP**

Cette première phase permet de passer de l'espace de données de dimension 6 vers un espace de représentation de dimension 3 portant 94,5% d'information des données. Le tableau 3.1 présente les valeurs propres, les variances de chaque composante principale et les variances cumulées, obtenues de la matrice de corrélation des données centrées et réduites.

Tableau 3.1: Eléments de choix des composantes principales

Composantes principales	Valeurs propres de la matrice de corrélation	Variances de chaque composante (%)	Variances cumulées (%)
1	3.2803	54.6712	54.6712
2	1.3310	22.1830	76.8542
3	1.0647	17.7450	94.5992
4	0.2153	3.5881	98.1873
5	0.0686	1.1440	99.3313
6	0.0401	0.6687	100

Le cercle de corrélation présenté à la figure 3.4 permet d'identifier comment les variables structurent l'espace de représentation constitué des composantes principales. Le tableau de la figure 3.4 présente la contribution de ces variables sur chaque axe principal. Ce tableau est obtenu à partir du vecteur propre de la matrice de corrélation **R** de la matrice des données **X**.

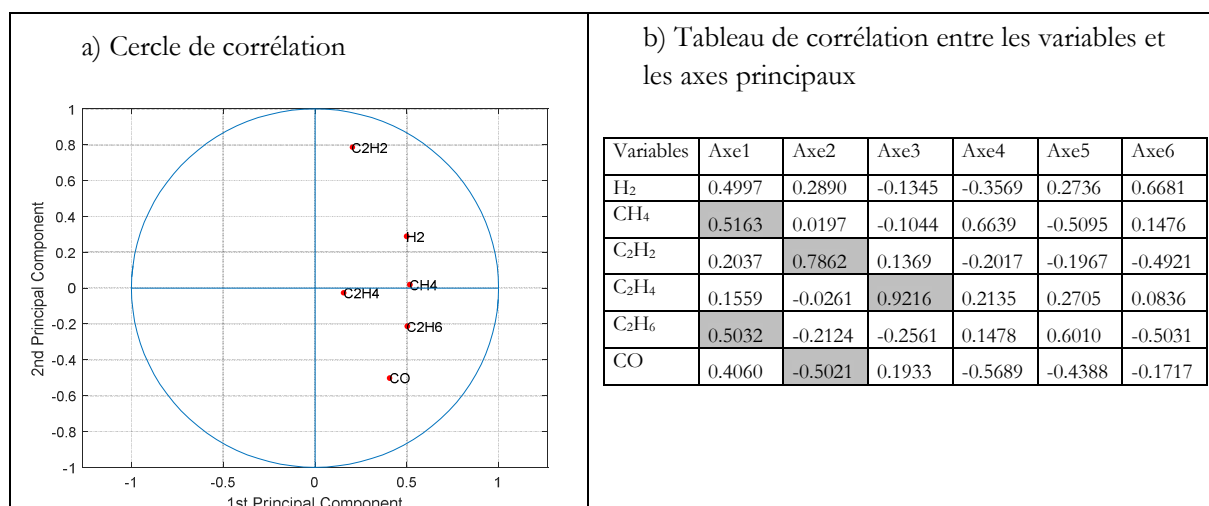


Figure 3.4 : Coordonnées des variables sur l'espace de représentation

L'espace de représentation est construit à partir des trois premiers axes du tableau ci-dessus (axes 1 à 3).

Le cercle de corrélation représente la projection sur un plan factoriel (dimension 2) des points-variables mesurant la corrélation aux axes factoriels. Ces points s'inscrivent dans un cercle de rayon 1 [107].

Les variables les mieux représentées sont proches du cercle unité. Celles proches de l'origine sont mal représentées.

Le cosinus de l'angle entre 2 points-variables et l'origine du cercle est égal au coefficient de corrélation linéaire entre les 2 variables ($\cos(\text{angle}) = r(X^1, X^2)$).

Si les points-variables définissent avec l'origine un angle nul ($\cos(\text{angle}) = r(X^1, X^2) = 1$) alors X^1 et X^2 sont très fortement corrélés.

Si les points-variables définissent avec l'origine un angle droit ($\cos(\text{angle}) = r(X^1, X^2) = 0$) alors les variables ne sont pas corrélées.

Ainsi, le premier axe peut être identifié comme portant les informations des variables CH₄ et C₂H₆, le deuxième axe, les informations des variables C₂H₂ et CO et le troisième axe, représente la variable C₂H₄.

L'espace de représentation étant identifié, l'application de l'algorithme des *k – moyennes* va permettre d'identifier les classes.

- **Obtention des classes par application de l'algorithme des k – moyennes**

La figure 3.5 présente en a), la partition des données dans l'espace identifié et en b), la représentation des données dans chaque classe. L'application des indices de Silhouette et celui de Davies Bouldin ont permis de retenir quatre classes.

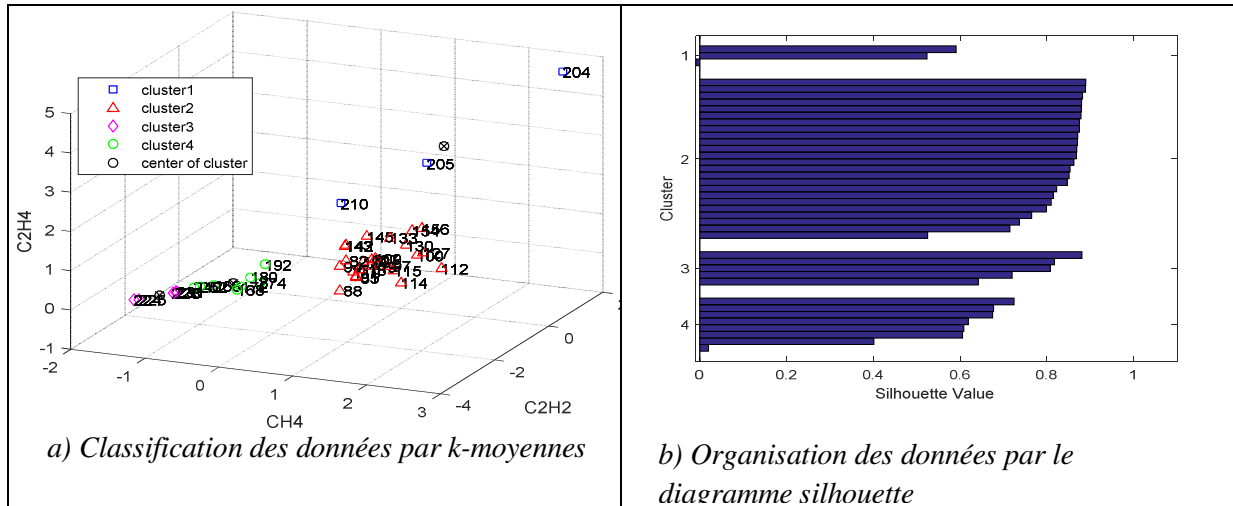


Figure 3.5 : a) Classification par k – moyennes ; b) Organisation des données dans les classes par le diagramme silhouette.

Les points de chacune des quatre classes ainsi retenues peuvent être identifiés et ordonnés chronologiquement (figure3-6).

- La **classe 1** (cluster 1) est constituée de 3 points (notés 204, 205, 210 sur la figure 3.5a), soit la période d'une durée de 6 mois intervenant à partir du 204^{ième} mois au 210^{ième} depuis le début de l'analyse;
- La **classe 2** (cluster 2) est constituée de 24 points qui représentent la période du 88^{ième} mois au 155^{ième} mois;
- La **classe 3** (cluster 3) est constituée de 5 points qui représentent la période du 224^{ième} mois au 238^{ième} mois depuis le début de l'analyse;
- La **quatrième classe** (cluster 4) est constituée de 12 points répartis en deux périodes significatives, soit 168^{ième} mois au 192^{ième} mois pour la première et la seconde période, du 240^{ième} mois au 274^{ième} mois d'analyse.

La figure 3.6 ci-dessous présente les périodes identifiées sur le même graphique que les courbes de toutes les variables d'observations qui ont contribué à la formation des classes.

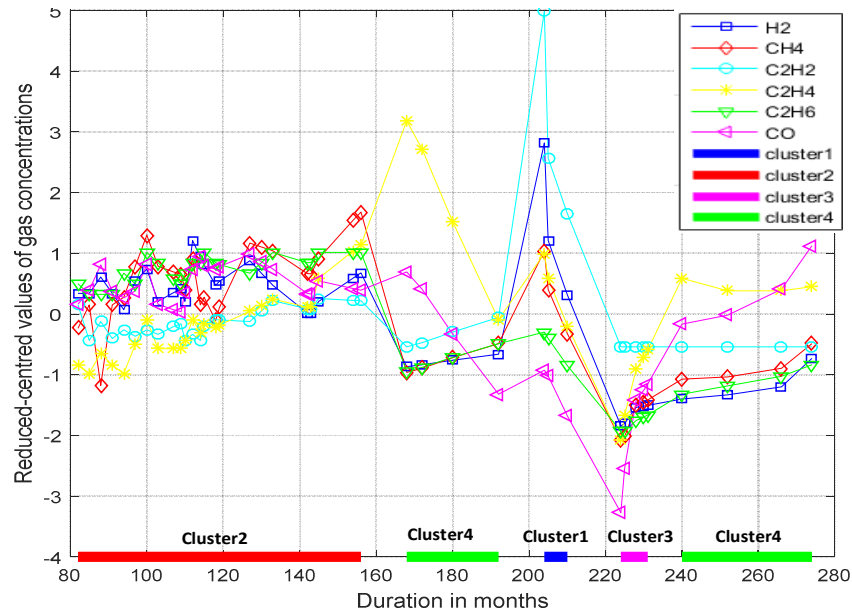


Figure 3.6 : Périodes représentant les classes et courbes des variables.

- **Caractérisation des classes obtenues**

Chaque classe obtenue correspond à une période de fonctionnement de ce transformateur. Ces périodes sont donc identifiées à partir des variables d'observations, marqueurs de défauts naissants identifiables à travers les concentrations des gaz dissous dans l'huile. Elles marquent donc les différentes activités de production de ces gaz, autrement dit, les défauts que ces gaz permettent de diagnostiquer. Connaissant alors les différentes relations de cause à effet entre les concentrations des gaz et les défauts responsables, il est possible de caractériser les périodes de fonctionnement obtenues en analysant la figure 3-7 ci-dessous.

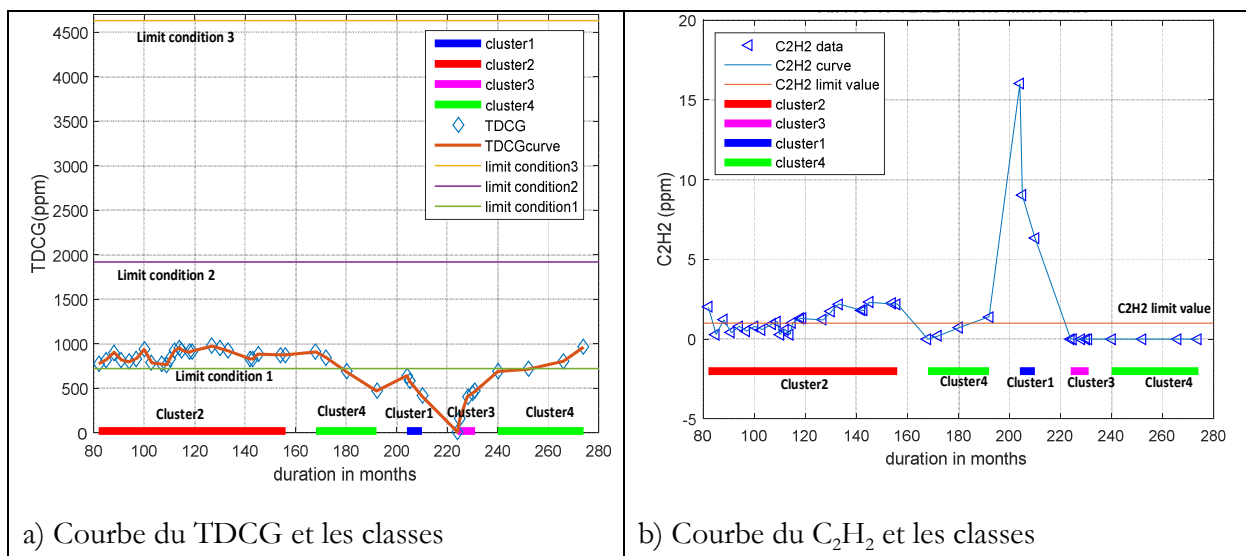


Figure 3.7 : a) courbes du TDCG et les classes obtenues ; b) Courbe du C_2H_2 et les classes obtenues.

- **La classe 1** représente une période caractérisée par une augmentation de la production du C_2H_2 (figure 3-7-b)), dont la concentration passe de 9 ppm (parties par millions) à 16 ppm, dépassant largement la valeur admissible de 1 ppm. Durant cette même période, l'hydrogène (H_2) présente aussi une augmentation sans toutefois dépasser la valeur limite de 100ppm. Il est indiqué dans les normes que ce cas de figure correspond à une période marquée par la présence d'un arc électrique avec production de forte énergie. Les recommandations de maintenance dans ce cas requièrent de faire une inspection interne du transformateur et un traitement d'huile, ce qui peut se justifier en observant la courbe du TDCG dans la partie a) de la figure 3-7. En effet, il est observé une décroissance du TDCG juste après cette période.

- **La classe 2** est marquée par une forte production de monoxyde de carbone. Le TDCG indique une valeur excédant les limites d'un fonctionnement normal (condition 2, valeurs du TDCG comprises dans l'intervalle [721 - 1920] selon la norme IEE C57.104 [43]). Cette classe est aussi caractérisée par une forte augmentation du C_2H_4 , qui indique un échauffement excessif de l'huile et donc la présence d'un défaut thermique.

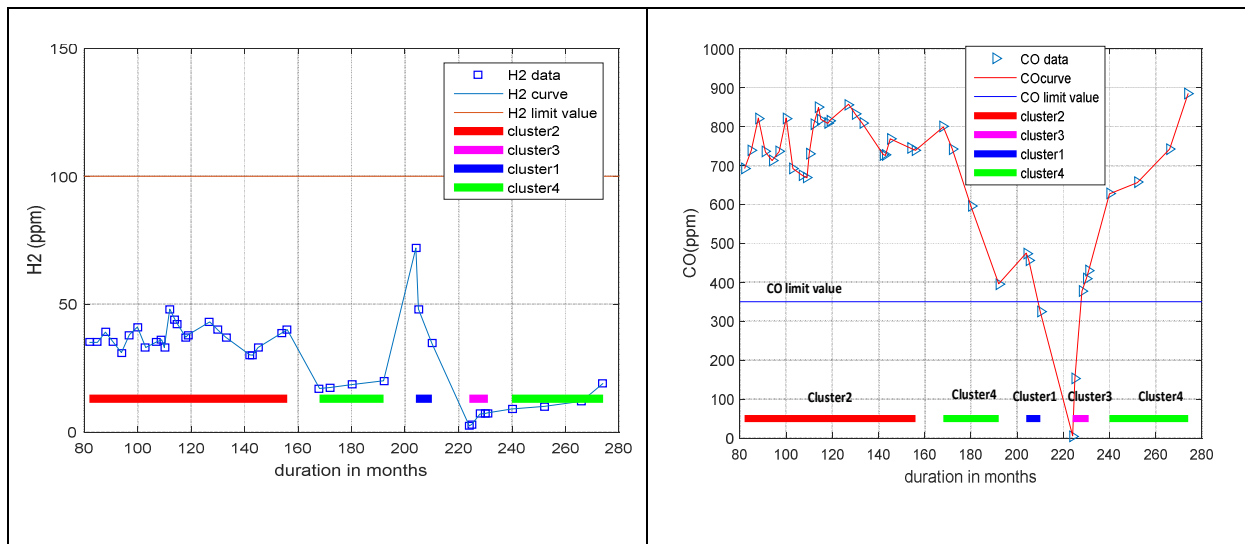


Figure 3.8 : a) Courbe du H_2 et les classes obtenues; b) Courbe du CO et les classes obtenues.

- **La classe 3** est marquée par une augmentation de tous les gaz (figure 3.6). Cette augmentation peut s'expliquer par le fait que, l'huile a certainement été traitée, mais le défaut thermique n'a pas été résolu. Une inspection interne pourrait aboutir à la découverte d'un problème de connexion dans la cuve ou à l'implication de papier dans ce défaut thermique.

- **La classe 4** est caractérisée par des valeurs élevées de C_2H_4 et des valeurs croissantes des concentration des autres gaz, à l'exception de CO qui diminue dans la première partie de cette classe et augmente dans la seconde partie. Cette première partie correspond à une période post-traitement de l'huile. La période précédente est marquée par un échauffement dans l'huile avec

des valeurs de CO dépassant la limite (Fig.3.8 b)). La deuxième partie de cette classe confirme les tendances de la première : période de post- traitement de l'huile avec le même problème de valeurs CO excessives. Ce transformateur a un problème de point chaud sur une connexion au niveau de la cuve ou du circuit magnétique.

Cette étude a permis d'identifier les périodes significatives qui ont marqué la vie de ce transformateur tout au long de la campagne de mesures réalisée sur 16 ans. Dans la gestion des transformateurs ou de tout système, il est souvent important de savoir ce qui s'est passé pour envisager au mieux la conduite à tenir dans le cadre de la maintenance. Les données analysées proviennent du suivi d'un transformateur de sortie d'une centrale électrique. La méthodologie appliquée s'inscrit dans l'approche de fouille de données et de RdF pour le diagnostic, dans le but d'extraction de connaissances utiles pour la gestion des transformateurs. Dans ce même ordre d'idées, une autre étude dans laquelle on analyse plutôt un groupe de transformateurs, en vue d'identifier ceux sur lesquels il faut apporter des actions de maintenance en priorité, est proposée dans le prochain paragraphe.

3.3.1.2 Exploitation des données de maintenance d'un groupe de transformateurs associant les concentrations des gaz dissous dans l'huile et les indicateurs de qualité de l'huile.

Les données des gaz dissous sont généralement utilisées pour identifier les défauts électriques ou thermiques naissants dans le transformateur. Pour avoir une vision de l'état du transformateur à partir des analyses d'huile, il est souhaitable d'intégrer d'autres indicateurs liés à la fonction diélectrique de l'huile dans le transformateur. Ces indicateurs permettent d'identifier la dégradation de l'huile et sa qualité de l'isolation. Les indicateurs pris en compte dans cette étude sont ceux disponibles dans les données : *indice d'acidité*, la *tension interfaciale*, la *teneur en eau*, la *rigidité diélectrique*. L'analyse proposée dans la suite peut permettre d'identifier l'état de défaut des transformateurs.

➤ Analyse des données de maintenance d'un groupe de transformateurs

Les données analysées dans ce cas sont issues d'un groupe de transformateurs soumis à une opération de maintenance effectuée au même moment. Cette étude a pour objectif général de partitionner les transformateurs en groupes présentant des similarités. Chaque groupe sera alors interprété et caractérisé en fonction des indicateurs présents.

Le vecteur de forme est constitué des indicateurs permettant d'évaluer l'état général du transformateur à partir des analyses d'huile. L'état du système d'isolation liquide est évalué à l'aide

d'indicateurs de vieillissement tels que : *l'indice d'acidité*, la *tension interfaciale* et la *couleur de l'huile*. La *teneur en eau* et la *rigidité diélectrique* sont associées à ce groupe pour fournir des informations sur l'état diélectrique de l'huile. La dégradation du papier est évaluée par le rapport CO₂/CO. L'indicateur d'alerte de production de gaz anormal, le TDCG y est également inclus.

Le tableau 3.2 ci-dessous rappelle les spécifications des paramètres utilisés, leur signification et les valeurs limites autorisées.

La matrice des données est constituée des observations faites sur 33 transformateurs fonctionnant dans un même site pendant l'année 1998. Ces transformateurs d'une puissance de 30 MVA et de tension secondaire 154 kV, ont été mis en service en 1954. La méthodologie appliquée ici suit quatre étapes :

- L'extraction des paramètres;
- La détermination de l'espace de représentation à partir de l'ACP ;
- L'obtention des classes par l'algorithme de *C – moyennes floues*;
- L'interprétation des classes obtenues.

- **Extraction des paramètres pertinents**

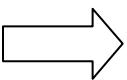
En appliquant le Laplacian Score (LS), on peut observer qu'il est possible d'ignorer trois variables sans affecter la structure des données. D'après le tableau 3.3, l'acidité, la densité et la couleur de l'huile sont les paramètres qu'il est possible d'ignorer sans que la structure des données ne soit affectée. La figure 3.9 a) et b) présente la structure des données dans l'espace constitué des trois premières variables avant et après l'application de LS.

Tableau 3.2 : Rappels des spécifications techniques de quelques indicateurs de diagnostic du transformateur à partir de l'analyse de l'huile [63].

Paramètres	signification	Diagnostic	Limites
Rigidité diélectrique	Capacité de soutenir les stress électriques sans claquage	Présence des particules ou des sédiments dans l'huile	> 70 kV/2.5mm (IEC 60156)
Teneur en eau	L'eau est un accélérateur de dégradation de l'huile et du papier	Présence de l'humidité dans l'huile (induit la perte de la rigidité diélectrique)	30 ppm max (IEC 60814)
Indice d'acidité	Indique la décomposition de l'huile par oxydation	Détérioration de l'huile et présence de boue	0.01mg KOH/g max (IEC 62021-1)
Tension interfaciale (IFT)	Tension mécanique au niveau de l'interface huile-eau	Indicateur de dégradation de l'huile en termes d'oxydation	40mN/m (dynes/cm) (ISO 6295)
Couleur de l'huile	Indicateur visuel de dégradation de l'huile	Indicateur d'oxydation de l'huile	02 ppm min
OQIN (Oil Quality Index)	Indice de qualité de l'huile Rapport entre l'acidité et la tension interfaciale	La qualité de l'huile peut permettre de programmer une action de changement ou de traitement de l'huile	1500 pour une huile vierge
TDCG	Somme des concentrations des gaz combustibles et du monoxyde de carbone	Alerte pour la vérification des niveaux de chaque gaz et de reprise d'échantillons d'huile pour analyse	Condition: 1: 720 ppm 2: 720 to 1920 ppm 3: 1921 to 4630 ppm 4: > 4630 ppm
CO ₂ /CO		Probable implication du papier	< 3 or >10

Tableau 3.3 : Résultats de la sélection des paramètres

N°	Paramètres	Valeurs du LS: L_r
1	TDCG	6927.9
2	CO ₂ /CO	0.0000
3	Rigidité diélectrique	0.2000
4	Teneur en eau	0.2000
5	IFT	0.0000
6	Indice d'acidité	0.0000
7	Densité	0.0000
8	Couleur de l'huile	0.0000



Classement selon L_r par ordre de pertinence	
1	TDCG
3	Rigidité diélectrique
4	Teneur en eau
5	IFT
2	CO ₂ /CO
8	Couleur de l'huile
6	Indice d'acidité
7	Densité

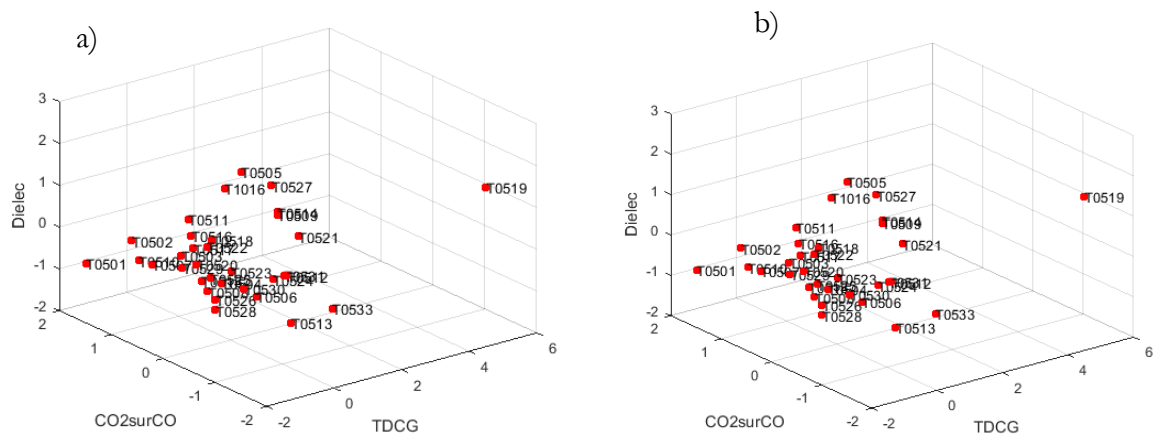


Figure 3.9 : Structure inchangée des données avant et après sélection des paramètres : a) Structure des données avant sélection (toutes les 8 variables sont considérées); b) Structure des données après sélection (seules 5 variables sont pris en compte)

- **Détermination de l'espace de représentation à partir de l'ACP**

Dans cette étape, les résultats de l'ACP font retenir un espace de représentation portant 89,20% d'information de l'ensemble de données de départ. Cet espace est constitué des axes présentés ci-dessous:

- Axe 1: Cet axe est représenté par la teneur en eau et le rapport CO_2/CO . Cet axe porte 55% d'information ;
- Axe 2: Cet axe est représenté par le TDCG et l'IFT dont les contributions sont opposées, avec 21 % d'information ;
- Axe 3: Cet axe est représenté par la rigidité diélectrique avec 14% d'information.

Tableau 3.4 : Eléments de choix des composantes principales

Composantes principales	Valeurs propres de R	Variances de chaque composante (%)	Variances cumulées (%)
1	2.7361	54.7214	54.6712
2	1.0356	20.7125	75.4339
3	0.6884	13.7679	89.2018
4	0.3421	6.8419	96.0437
5	0.1978	3.9563	100.0000

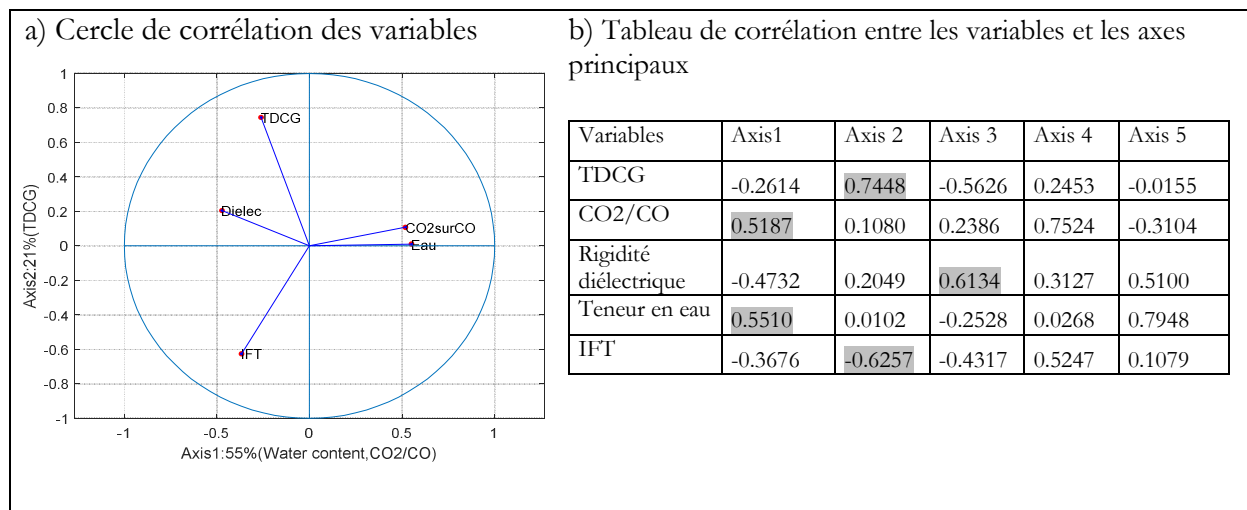


Figure 3.10: Coordonnées des variables dans l'espace de représentation.

- **Obtention des classes par C-moyennes floues**

Le nombre de classes a été déterminé après application des indices de silhouette et de Davies -Bouldin. Les quatre classes obtenues sont présentées sur la figure 3.10 ci dessous.

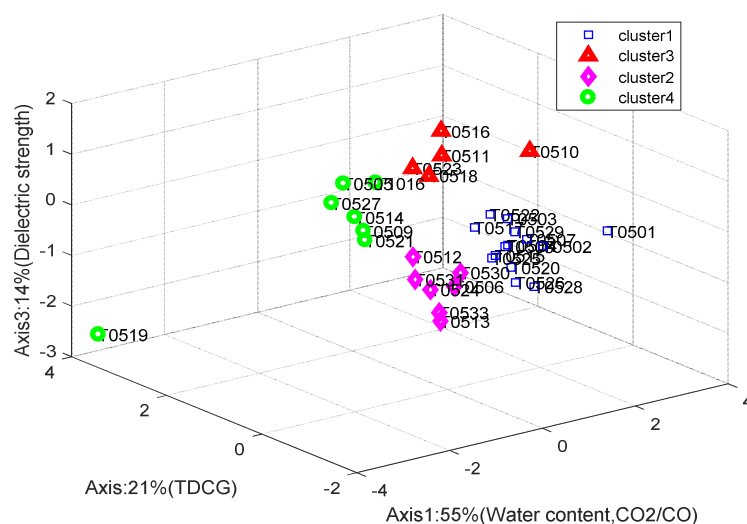


Figure 3.11 : Visualisation des classes dans l'espace de représentation.

Le tableau 3.5 présente les transformateurs présents dans chaque classe et les données des variables, en illustrant les similarités ayant contribué à leur constitution.

Tableau 3.5 : Synthèse des classes obtenues.

Classe	Transformateurs	TDCG	Rigidité diélectrique	Teneur en eau	IFT	CO2/CO
Classe 1	T0501	79,53	20	28	35,70	10,67
	T0502	807,00	25	29	36,40	10,39
	T0503	857,30	27	31	28,40	8,53
	T0504	946,00	23	35	28,20	7,16
	T0507	920,20	19	26	31,50	9,82
	T0508	975,40	18	28	28,20	7,76
	T0515	839,60	22	21	32,90	7,71
	T0517	1175	27	26	29,40	8,72
	T0520	962,80	25	30	35,40	8,15
	T0522	976,80	32	36	27,10	7,76
	T0525	938,30	23	24	32,70	7,57
	T0526	845,90	18	26	34,60	7,17
	T0528	908,90	14	32	32,90	7,30
	T0529	870,30	23	30	29,20	8,52
Classe 2	T0506	1023,50	23	16	35,50	5,93
	T0512	436,80	41	7,30	37,10	3,53
	T0513	1149,60	18	12	37,70	4,83
	T0524	934,70	32	13	39,10	5,09
	T0530	747,30	27	14	36,10	5,85
	T0531	919,50	35	12	37,80	4,63
	T0533	1044,40	30	27	36,5	3,00
Classe 3	T0510	946,00	18	37	14,50	10,38
	T0511	903,50	39	23	22,20	8,35
	T0516	1148,10	22	21	32,90	7,71
	T0518	1200	32	22	21,20	8,05
	T0523	1439,00	22	19	14,40	7,77
Classe 4	T0505	1039,2	60	6,50	34,10	6,57
	T0509	1095,00	51	11	35,90	5,25
	T0514	1167,70	51	11	33,30	5,41
	T0519	4369,9	50	6,2	36,60	3,87
	T0521	952,00	49	9,90	35,60	4,13
	T0527	1133,4	59	6,70	35,00	5,58
	T01016	827,10	55	8,20	33,11	6,78

Ce tableau permet d'avoir une lecture rapide sur les problèmes de chaque groupe de transformateurs. Ceci peut être assez utile dans un processus de maintenance où les gestionnaires doivent prendre des décisions qui peuvent impacter la disponibilité de l'énergie électrique. Une hiérarchisation des problèmes rencontrés sur les transformateurs peut s'avérer utile dans le processus de planification des actions de maintenance.

- **Interprétation des classes**

Il est question dans cette étape, de caractériser chaque classe au vue des similitudes observées.

- **Classe 1** : Cette Classe est constituée de transformateurs présentant une qualité d'isolation douteuse, pour lesquels il est souhaitable d'envisager le filtrage de l'huile (tableau 2.10) [64].

- **Classe 2** : Ce groupe présente des transformateurs dont la qualité de l'huile et l'isolation sont acceptables (tableau 2.9) [64]. Toutefois, ils présentent un état gazeux à contrôler au vue des valeurs du TDCG. L'état des transformateurs de cette classe est assez proche de celui des transformateurs de la classe 4.

- **Classe 3** : La qualité de l'huile et l'isolation de ce groupe de transformateurs est discutable. C'est un groupe qui contient des transformateurs pour lesquels il est souhaitable d'envisager des actions de maintenance, en particulier, la régénération de l'huile.

- **Classe 4** : L'huile de ces transformateurs est dans un état acceptable du point de vue de l'isolation. Des échantillons doivent être prélevés pour le contrôle de chaque gaz individuellement.

Une approche de planification hiérarchique possible peut être la suivante: Classe1, Classe 3, Classe 2 et enfin classe 4.

Les deux exemples traités dans le cas d'exploitation des données de maintenance illustrent comment il est possible d'utiliser les méthodes de classification automatique dans le cas du diagnostic et de la maintenance des transformateurs. Les prochains paragraphes proposent la mise en œuvre des techniques de classification supervisées dans le même contexte. Il est question de structurer l'espace de décision ou d'apprentissage en vue de faciliter la décision de classement de nouvelles données. La difficulté à ce niveau est de prédire avec une certaine confiance la classe d'appartenance de la donnée à classer. Les méthodes de classification supervisée décrites plus haut seront mises en œuvre pour proposer un outil de diagnostic des défauts à partir des gaz dissous. Une comparaison sera faite sur la même base d'apprentissage avec méthodes conventionnelles proposées par les normes.

3.3.2 Analyse décisionnelle par classification supervisée

L'objectif de cette approche est de classer l'état de fonctionnement d'un transformateur à un instant donné à partir d'une base de connaissance. Il s'agit donc de diagnostiquer son état.

Ainsi, l'application des méthodes de classification supervisée impose d'avoir une base de données d'apprentissage, dans laquelle, les données sont étiquetées. Cette base constitue la première hypothèse de travail. En effet, toutes les décisions de prédiction d'une nouvelle donnée

dépendent de la validité de la base d'apprentissage. Avant de mettre en œuvre les classifieurs des *kppv* et *bayésien*, nous allons présenter l'espace d'apprentissage.

3.3.2.1 Structure de l'espace d'apprentissage ou de représentation

La base d'apprentissage présentée dans les annexes 9 et 10 est constituée des transformateurs dont les observations portent les défauts thermiques et électriques représentés par leurs symboles d'après la norme CEI 60599, soit :

- PD : Décharges partielles;
- D1 : Décharges de faible énergie;
- D2 : Décharges de forte énergie;
- T1 : Défauts thermiques de température en dessous de 300°C;
- T2 : Défauts thermiques de température au-dessus de 300°C;
- T3 : Défauts thermiques de température supérieure à 700°C.

Cette base d'apprentissage est constituée de 243 données. La figure 3.11 présente les proportions de chaque type de défaut dans cette base.

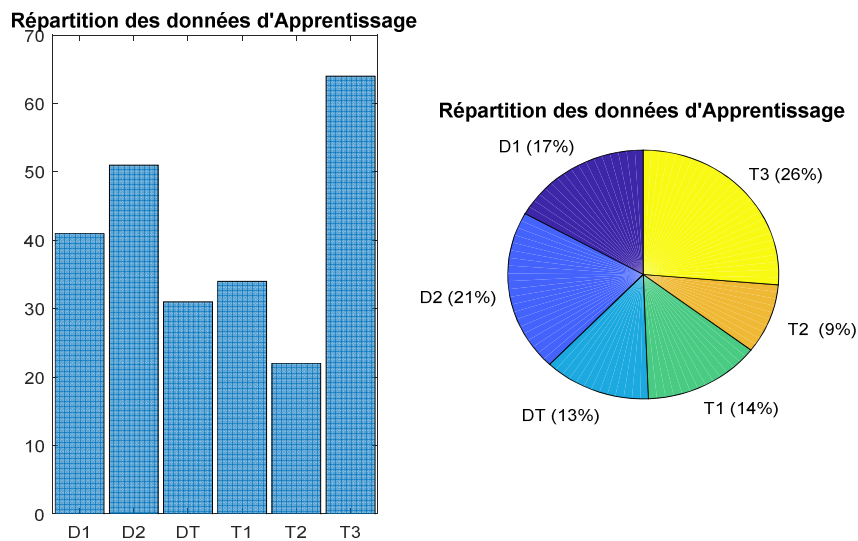


Figure 3.12 : Répartition des données de la base d'apprentissage.

➤ Détermination de l'espace de représentation

L'analyse suivante présente l'espace qui illustre le mieux les différentes classes de données. Il est question, dans un premier temps, de sélectionner les variables qui permettent d'avoir un regroupement plus compact. La méthode de sélection SBS (Sequential Backward Selection), adaptée à la sélection des caractéristiques pertinentes des données labélisées a été appliquée sur

les caractéristiques intégrant les variables de base que sont les concentrations de gaz, mais aussi les différents rapports proposés par la norme. Il ressort quatre variables, H_2 , Taux C_2H_2 , Taux C_2H_4 , et Taux CH_4 . Les taux correspondants sont définis de la manière suivante [41]:

Pour $x = \text{concentration } C_2H_2$; $y = \text{concentration } C_2H_4$; $z = \text{concentration } CH_4$

avec x , y , et z en ppm (partie par million).

$$\text{taux } C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z} ; \text{taux } C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z} ; \text{taux } CH_4 = \frac{100z}{x+y+z} \quad (3.37)$$

À partir de la matrice de données constituée uniquement des quatre variables, une analyse en composante principale donne les trois premières composantes principales avec 99,54 % d'informations de l'ensemble d'apprentissage. Soit un espace constitué par :

- Axe1 : CH_4 avec 41,36% d'information ;
- Axe2 : C_2H_2 et C_2H_4 avec 34,02% d'information ;
- Axe3 : H_2 avec 24,16% d'information.

La figure 3.12 présente l'espace de représentation ainsi constituée.

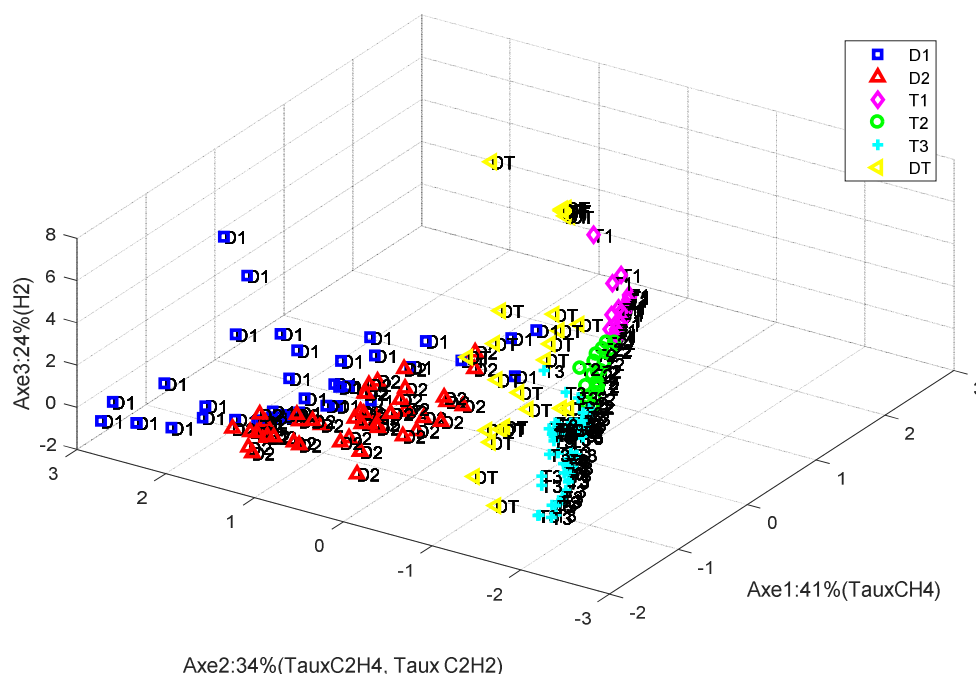


Figure 3.13 : Espace de représentation des données d'apprentissage.

Les classes sont assez distinctes. Toutefois, compte tenu des informations des deux premières composantes principales, il est envisagé dans la suite une représentation sur le plan constitué de ces deux composantes principales.

La représentation de ces données dans le plan constitué uniquement des deux premières composantes principales est présentée sur la figure 3.14

Celle-ci fait apparaître une structure triangulaire des données, proche du triangle de Duval utilisé et présenté dans les normes comme méthodes de diagnostic des gaz dissous dans l'huile des transformateurs [43].

En effet, le triangle de Duval est construit avec trois variables (Taux C_2H_2 , Taux C_2H_4 , et Taux CH_4). Ces variables se retrouvent dans le vecteur de forme sélectionné. En reprenant l'ACP et en ne considérant que ces trois variables, les deux premières composantes regroupent à elles seules presque toute l'information contenue dans les données soit 99%. Ces deux composantes amènent à considérer le plan qu'elles constituent comme plan de représentation. Le résultat obtenu dans ce dernier cas (figure 3.14) est ainsi assez semblable au Triangle de Duval.

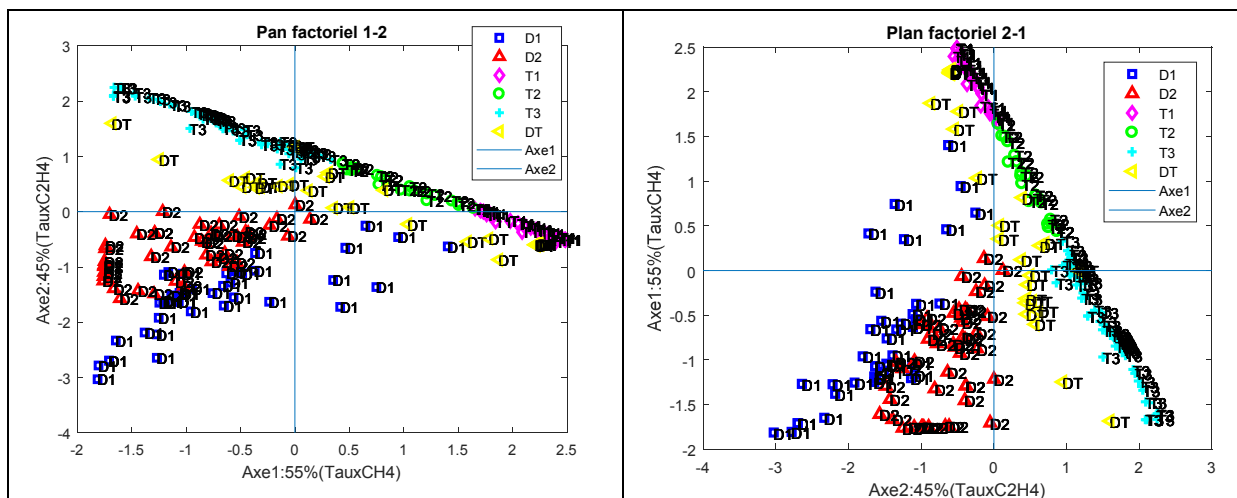


Figure 3.14 : Plan de représentation des données pour un vecteur de forme constitué des variable Taux C_2H_2 , Taux C_2H_4 , et Taux CH_4 .

Ce paragraphe avait pour objet de présenter la structure de l'espace de représentation des données. Cet espace constitue dans la phase du choix du système de détection (Fig.3.2), l'espace de décision. Il permet de faire l'apprentissage dans un premier temps et dans un second temps de fixer la règle de décision c'est-à-dire la règle d'appartenance d'une nouvelle donnée à une classe. Les frontières de chaque classe peuvent être délimitées en estimant les lois de probabilités que

suivent les données de chaque classe, ou par les méthodes de discrimination paramétrique. Cette approche permet de délimiter l'espace de représentation en région, ce qui pourrait être utile dans la visualisation ou le traitement des zones de rejet. Le paragraphe suivant présente la mise en œuvre du classifieur des *kppv* et du classifieur bayésien comme méthode de diagnostic à l'instar des méthodes standards proposées par les normes.

3.3.2.2 Mise en œuvre des classifieurs des kppv et bayésien

La mise en œuvre de ces classifieurs suit le processus de réalisation d'un système de RdF. Il est question de construire une machine dont la tâche est d'apprendre sur les données étiquetées (phase d'apprentissage), de valider l'apprentissage par la phase de généralisation en faisant un test sur une partie de ces données, et de choisir le classifieur qui présente un taux d'erreurs de classement faible. La validation du processus d'apprentissage et de choix de la règle de décision passe donc par l'évaluation des performances de chaque classifieur. Il est donc question de comparer sur la partie de données réservées au test, les données classées par chaque classifieur et les classes de référence. Le taux de réussite du classement permet alors d'avoir la performance de chaque classifieur et de retenir celui qui aurait le taux d'erreurs le plus bas. La matrice de confusion est largement utilisée à cet effet. Elle sert à évaluer la qualité de classement en présentant sur un tableau, les résultats de classification pour chaque classe. Sa lecture est assez simple. Elle présente sur la diagonale les données classées avec réussite. On peut aussi lire sur ce tableau, les confusions du classifieur sur chaque classe.

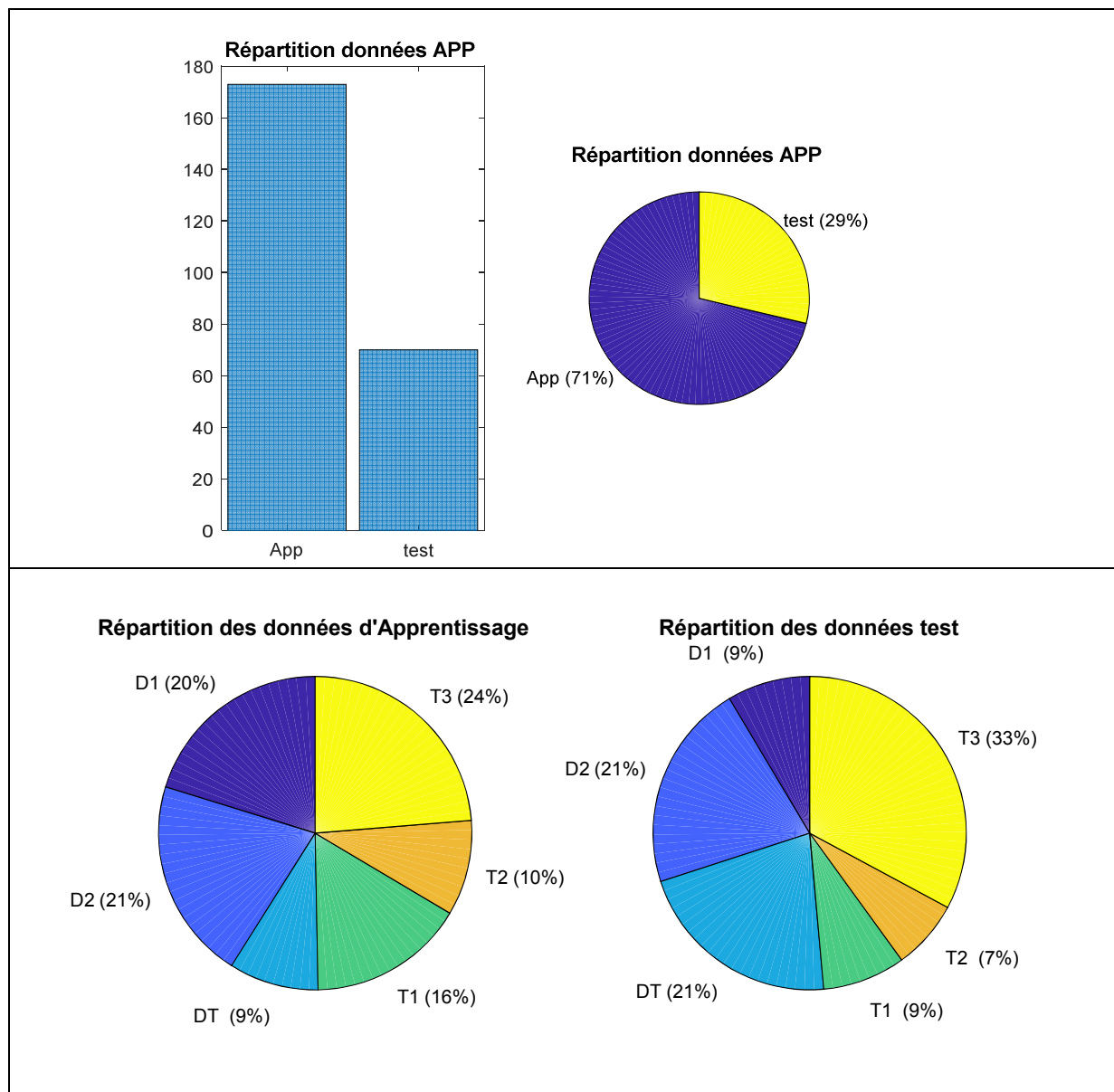


Figure 3.15 : Répartition de la base d'apprentissage en données d'apprentissage et en données de test pour la validation.

La figure 3.15 présente la répartition des données, en un groupe pour l'apprentissage et l'autre groupe pour le test. La figure 3.16 présente les matrices de confusion pour chaque classifieur.

Les matrices de confusion sont présentées ci-dessous:

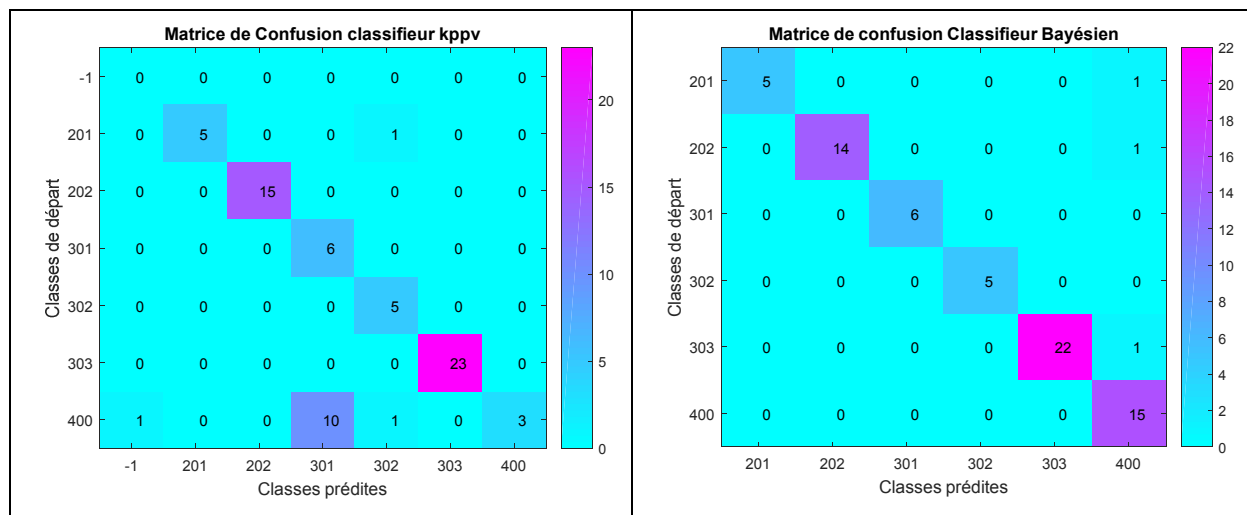


Figure 3.16 : Matrice de confusion des deux classificateurs .

Il ressort de ces matrices de confusion que le classifieur bayésien généralise mieux l'apprentissage sur la base de référence que le classifieur des *kppv*.

En effet, L'erreur de classification du classifieur bayésien est de 4,28%, soit un pourcentage de bonne classification de 95,57%. Le classifieur des *kppv* présente une erreur de classification de 18,57% pour un taux de bonne classification de 81,42%. Parmi les données mal classées, il y a eu quatre rejets en ambiguïté, ce qui a donné lieu à une nouvelle classe identifiée dans la matrice de confusion par "-1". La matrice de confusion ci-dessus a rangé les 4 données rejetées dans la classe T1(3001). Ce qui à l'analyse de ces données peut être compréhensible, puisqu'au départ ces données appartenaient dans la classe DT (défauts électriques ou thermiques).

Le tableau 3.6 ci-après présente le taux de réussite et d'erreur de classification pour chaque donnée.

Tableau 3.6 : Rapport de classification des deux classificateurs

Défauts	Labels	Classifieur Bayésien				Classifieur <i>kppv</i>			
		% réussite		% erreur		% réussite		% erreur	
D1	201	83,33	5/6	16,66	1/6	83,33	5/6	16,66	1/6
D2	202	93,33	14/15	6,66	1/15	100%	15/15	0%	0
T1	301	100%	6/6	0%	0	100%	6/6	0%	0
T2	302	100%	5/5	0%	0	100%	5/5	0%	0
T3	303	95,65%	22/23	4,34%	1/23	100%	23/23	0%	0
DT	400	100%	15/15	0%	0	20%	3/15	80%	12/15

Ces classificateurs font la même tâche d'identification des défauts que les méthodes proposées par les normes mises en œuvre et présentées au chapitre 2. Le tableau suivant présente une comparaison des résultats obtenus à la fois avec les classificateurs et les méthodes standards. Trois méthodes de diagnostic ont été mises en œuvre dans ce travail :

- la méthode du triangle de Duval pour les transformateurs [42] : cette méthode permet d'identifier 6 types de défauts (PD, D1, D2, T1, T2, T3), avec une zone d'incertitude entre les défauts thermiques et les défauts électriques identifiée par DT (Annexe 8).
- La méthode de Rogers [43] : à partir de trois rapports des gaz clés, C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 et C_2H_4/C_2H_6 , cette méthode permet d'identifier les défauts T1, T2, T3 pour les défauts thermiques et au niveau des défauts électriques, uniquement les décharges partielles PD (arc électrique avec faible densité énergétique) et les décharges et arcs électriques avec forte densité énergétique, notées simplement D (Annexe 6).
- La méthode de Doernenburg [43] : Cette méthode met en œuvre quatre rapports, CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , C_2H_2/CH_4 , et C_2H_6/C_2H_6 . Elle permet d'identifier une décomposition de l'huile comme défaut thermique (T), et deux types de défauts électriques, les décharges électriques de faible énergie PD et les décharges électriques de forte énergie avec arc, notées D (Annexe 7).

Nous avons fait une comparaison sur les résultats d'identification obtenus par chaque méthode, il faut être plutôt regardant sur les deux types de défauts c'est-à-dire thermique (T) et électriques (D).

Tableau 3.7 : Comparaison d'identification des défauts

Méthodes	Taux de classement	Taux d'erreur
Classifieur Bayésien	95,57%	4,28%
Classifieur <i>kppv</i>	81,42%	18,57%
Triangle de Duval	94,36%	5,63%
Rogers	60,56%	39,43%
Doernenburg	52,21%	47,88%

Ce tableau démontre que sur la base d'apprentissage pris en compte dans ce travail, le classifieur bayésien naïf construit généralise mieux l'apprentissage et donne un meilleur taux de classement de nouvelles données que les autres techniques. Le triangle de Duval présente aussi un taux d'identification proche de celui du classifieur bayésien.

En revenant au processus de RdF présenté à la figure 3.2, L'étape suivante, une fois le choix du meilleur classifieur fait, consiste à l'exploitation dans la résolution du problème lié à la reconnaissance. En ce qui concerne cette étude, il était question de construire un classifieur pour le diagnostic des défauts identifiables à partir de l'ADG. Cet outil peut donc s'utiliser dans l'évaluation de l'état de santé des transformateurs, en apportant une précision supérieure aux méthodes standards recommandées dans les différentes normes.

3.4 Conclusion du chapitre

Ce chapitre a présenté une approche de diagnostic basée sur les données, et appliquée au diagnostic des défauts détectables par l'analyse des gaz dissous dans l'huile des transformateurs de puissance. L'approche est la reconnaissance de forme qui se met en œuvre à travers un processus qui a été présenté. Elle s'appuie sur la classification des données. Deux aspects de la classification ont été présentés. La classification non supervisée et la classification supervisée. Dans le premier cas, deux applications ont été faites pour en illustrer l'utilité dans l'exploitation de la base de données d'historiques de maintenance des transformateurs. Un exemple pour reconstituer l'état des défauts naissants dans un transformateur, exemple qui permet d'apprendre le comportement des transformateurs âgés. Un autre exemple utile lorsqu'on souhaite identifier dans un groupe de transformateurs, ceux qui présentent des critères éligibles pour une maintenance urgente. Dans le second cas qui porte sur la classification supervisée, deux classifieurs ont été construits pour le diagnostic des défauts. L'analyse se fait à partir d'un ensemble d'indicateurs qui sont des gaz obtenus d'un échantillon d'huile et recueillis par chromatographie. Le classifieur permet de déterminer le défaut porté par le transformateur sur lequel l'échantillon d'huile a été prélevé. Une comparaison avec les méthodes usuelles présentées par les normes a été faite. Le classifieur Bayésien a présenté un bon taux de prédiction par rapport aux autres méthodes, par rapport à la base d'apprentissage construite à cet effet.

Dans le prochain chapitre, une analyse des données des transformateurs âgés permettra de mettre en place un algorithme d'évaluation de l'état des transformateurs à partir des données d'analyse d'huile et de proposer une stratégie de maintenance au vue de l'apprentissage fait sur les données de maintenance des transformateurs disponibles pour l'étude.

Chapitre 4 Évaluation de l'état de santé d'un échantillon de transformateurs et Eléments de gestion des transformateurs âgés

Sommaire

4.1 Introduction.....	131
4.2 Présentation des transformateurs étudiés.....	132
4.3 Évaluation de l'état de santé des transformateurs à l'étude.....	133
4.3.1 Cas d'un seul transformateur: le transformateur T1004.....	134
4.3.2 Évaluation panoramique des transformateurs à l'étude.....	144
4.3.3 Conclusion de l'évaluation de l'état des transformateurs des différents groupes	175
4.4 Organigramme de l'évaluation de l'état des transformateurs à partir des analyses d'huile .	176
4.5 Conclusion du chapitre	179

Résumé

Ce chapitre présente l'évaluation de l'état de santé des transformateurs âgés à partir de la base de données de la multinationale Rio Tinto. Il présente une étude dans laquelle les différents indicateurs précédemment définis et enregistrés pendant toute la période de l'étude sont analysés. Il est question de déterminer les valeurs qui sont au-delà des limites imposées par les normes. Les limites des critères d'évaluation variant selon le niveau de tension, les transformateurs sont organisés en groupes en fonction de leur puissance, tension et du fabricant. La distinction du fabricant est faite dans le but d'identifier un comportement en rapport avec le choix des matériaux du fabricant. Un organigramme généralisant la démarche d'évaluation des transformateurs y est proposé. Il permet de manière simple, efficace et progressive de déterminer l'état de santé du transformateur à partir des analyses d'huile.

4.1 Introduction

Le parc mondial des transformateurs de puissance, appareils dont la puissance apparente est supérieure ou égale à 500kVA, est vieillissant. En effet, d'après la référence [108], la plupart de ces transformateurs ont été achetés dans les années 1940, 1950 et dans les années 1970. Ils ont donc largement dépassé la durée de vie moyenne de 20 à 25 ans évaluée par les organismes de normalisation tels que l'American National Standards Institute / Institut des ingénieurs électriques et électroniques (ANSI / IEEE). Cette estimation est toute fois faite sur la base d'un certain nombre d'hypothèses relatives aux conditions de fonctionnement et de maintenance. Avec l'amélioration des techniques de maintenance, une autre étude situe cette durée moyenne à 40 ans, si ces transformateurs sont utilisés dans des conditions moins sévères en termes de température ambiante et de charge [109]. Leur maintien en fonctionnement est une réalité au vue de la demande toujours croissante en énergie électrique. Envisager le remplacement de ces appareils dans les systèmes de production de l'énergie électrique requiert d'énormes moyens matériels et une planification intégrant plusieurs paramètres de gestion. En revanche, pour les maintenir en fonctionnement, une politique de gestion particulière doit donc être déployée pour assurer leur disponibilité et le niveau de fiabilité approprié. Une meilleure gestion de ces transformateurs exigerait une surveillance en ligne plus rigoureuse, des méthodes de diagnostic proactives et une stratégie de maintenance et de gestion adaptée à ce type d'équipement, qui présentent un risque et un rythme de défaillance particulier.

De manière générale, la gestion des transformateurs impose de prendre certaines décisions importantes parmi lesquelles :

- La détermination du niveau de maintenance à appliquer à un transformateur au cours de sa durée de vie;
- La détermination de la fréquence d'inspection ou des tests à effectuer sur les transformateurs et quels types d'inspections ou essais à mettre en œuvre (par exemple, des contrôles visuels des fuites d'huile, l'évaluation de l'état général [corrosion des métaux extérieurs, réservoirs, tuyauterie, radiateurs, etc.], des relevés infrarouges annuels, des échantillonnages de gaz dissous et autres);
- La détermination des transformateurs à réparer, quelles réparations à appliquer et à quel transformateur en priorité;
- La détermination du moment de révision d'un transformateur ou de son remplacement.

Ce chapitre propose une étude basée sur les analyses d'huile provenant de l'historique des transformateurs fonctionnant sur plusieurs sites.

L'objectif est d'analyser les fichiers de données recueillies pour chaque transformateur, identifier les comportements liés à leur état de vieillissement et de proposer une stratégie adaptée aux transformateurs âgés encore en service. Il sera question dans un premier temps de présenter les transformateurs issus de la base de données reçue de la multi-nationale Rio Tinto; dans un deuxième temps, faire une investigation sur leur état de santé, en évaluant d'abord un transformateur, puis généraliser l'étude sur les groupes constitués. Enfin, nous en déduirons le protocole de maintenance.

4.2 Présentation des transformateurs étudiés

Les transformateurs à l'étude dans cette thèse sont issus du réseau de six centrales électriques de la multi-nationale Rio Tinto Alcan au Canada. Ces transformateurs sont essentiellement des transformateurs de sortie de centrale électrique (GSU : Generator set-up transformer), dont le rôle est d'élever la tension produite pour l'acheminement à moindres pertes de l'énergie électrique vers les zones de consommation.

Le tableau 4.1 ci-dessous présente un aperçu des caractéristiques de ces transformateurs. Des groupes de transformateurs ayant les mêmes caractéristiques ont été sélectionnés au niveau de chaque centrale. Ces centrales ont été mises en service de 1929 à 1960, face aux exigences du marché de l'aluminium. Il est évident que les transformateurs mis en service à cette époque sont assez vieux. L'analyse qui va suivre s'appuie sur les données d'historique de maintenance, essentiellement constituées d'analyse d'huile régulièrement prélevée sur ces transformateurs. L'expérience tirée des opérations de maintenance sur les transformateurs a montré qu'il est possible d'avoir une idée sur l'état de santé du transformateur à partir des analyses d'huile et que plus de 60% des défauts latents ont été révélés par des tests d'huile. Le service maintenance s'appuie alors sur des stratégies qui consistent à examiner régulièrement l'état de santé de l'huile et des parties internes du transformateur. Un diagnostic est donc fait sur la base de ces analyses et suivant les résultats, conformément à une politique de gestion, des actions sont programmées pour maintenir la disponibilité de ces appareils. Les données qui sont analysées dans ce travail ont été enregistrées dans ce contexte. Il est question d'en tirer des informations qui pourraient être utiles dans une politique particulière de suivi de ces transformateurs qui ont largement dépassé leur durée de vie prévue.

Tableau 4.1 : Caractéristiques des transformateurs identifiés sur chaque site.

Site	Caractéristiques			Date de mise en service
	Nombre	Tension/Puissance	Fabricant	
Isle Maligne 402 MW (1926)	06	161 kV/25 kVA	⁵ CGE	1937
	06	161 kV/25 MVA	CGE	
	06	13,2 kV/10,5 MVA	CGE	
	06	13,2 kV/333 kVA	FER P	1961
	24			
Chute à Caron 222 MW (1931)	48	154 kV/ 33 MVA	CGE	1942
Centrale Shipshaw 896 MW (1943)	34	154 kV/30 MVA	CGE	1943
Chute du Diable 205 MW (1952)	15	161 kV/ 20 MVA	CGE	1951
Chute à savane 210MW (1953)	16	161 kV/20 M VA	ENGE	1960
Chute des Passes 750 MW (1960)	15	345 kV	WEST	1959

4.3 Évaluation de l'état de santé des transformateurs à l'étude

L'évaluation proposée ci-dessous va se faire en deux étapes:

- La première étape consiste à traiter le cas d'un transformateur tout le long de la période d'analyse. Dans ce paragraphe, une analyse des fichiers de données est faite. L'état du transformateur choisi est évalué à des dates où il est possible d'avoir plusieurs paramètres notamment les indicateurs permettant d'identifier à chaque fois:

- L'état de santé de l'huile;
- Les défauts naissants à travers l'AGD;
- l'état du papier.

- La seconde étape va présenter une analyse panoramique de l'état des transformateurs, qui va mettre en exergue l'état général de ces transformateurs âgés.

⁵ Le 31 mai 1898, la **Compagnie générale d'électricité** (CGE) est créée par Pierre Azaria et Paul Bizet avec Charles Herbault comme président.

4.3.1 Cas d'un seul transformateur: le transformateur T1004

L'enregistrement des données de maintenance des transformateurs se fait à travers des fichiers dans lesquels sont consignés les résultats d'analyses et des recommandations sur les actions à entreprendre. Ces fichiers présentent donc l'historique des analyses d'huile des différents échantillons prélevés sur une période bien déterminée. Le but de cette analyse est de comprendre la logique de l'enregistrement des données et les motivations qui ont soutenu la programmation de certaines actions. Une lecture de ces fichiers est, dans un premier temps, présentée et dans un second temps, une évaluation de l'état de santé est faite, suivie d'une analyse des actions de maintenance possibles. Cette analyse permettra en association avec nos méthodes de classification d'établir un protocole de maintenance.

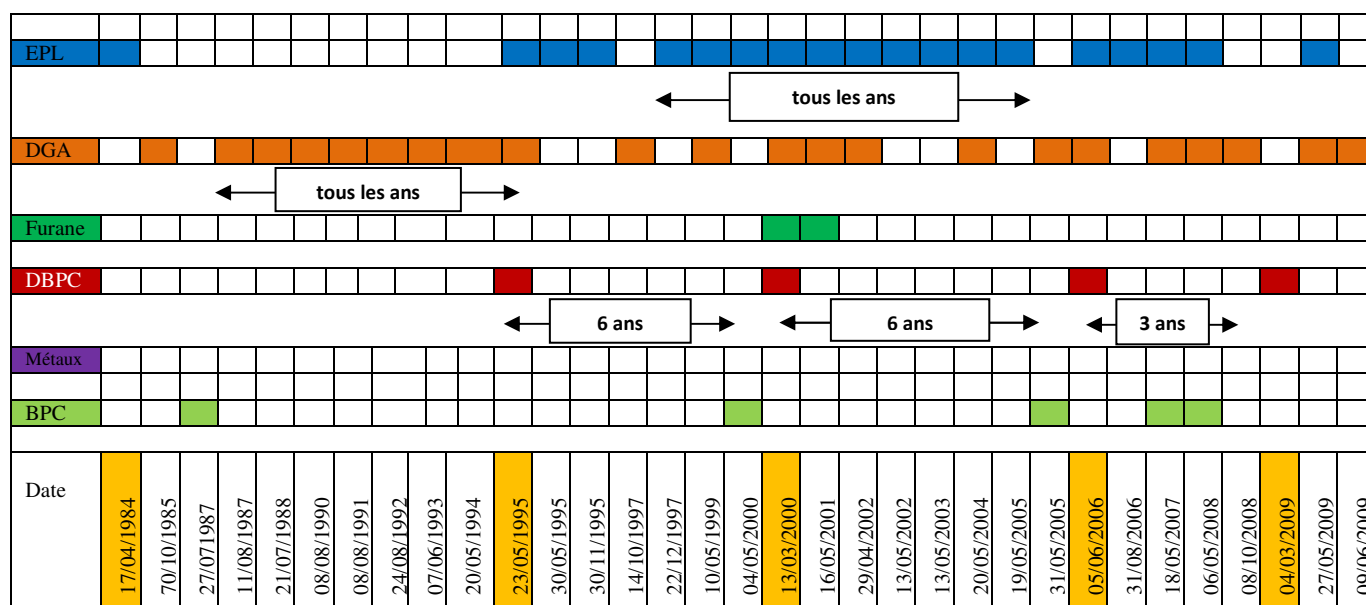
4.3.1.1 Lecture d'un fichier d'enregistrement des données d'un transformateur

Les lignes ci-après proposent une analyse de l'historique des données de maintenance des transformateurs. Chaque indicateur ou groupe d'indicateurs analysé apporte des informations susceptibles d'influer sur la périodicité d'analyse. Ces informations peuvent conduire:

- à la poursuite des investigations pour mieux comprendre les problèmes décelés;
- à une action sur l'huile, soit pour faire un ajout d'inhibiteur de vieillissement (DBPC), lorsque le niveau d'acidité l'exige, soit pour régénérer, filtrer ou dégazer.

Pour illustrer cette approche, le tableau 4.2 ci-contre présente le panorama chronologique des analyses faites sur un transformateur âgé de 42 ans au début des relevés (T1004).

Tableau 4.2 : Chronologie des analyses d'huile d'un transformateur : cas du T1004.



EPL : Groupe d'analyses physico-chimiques de l'huile faites en laboratoire;

ADG : Analyse des gaz dissous;C

DBPC : Inhibiteur de vieillissement de l'huile;

BPC : Indicateur de pollution de l'huile;

Furane : Indicateur de dégradation du papier.

Après chaque analyse, l'équipe de maintenance émet des recommandations en rapport avec les résultats. Le tableau 4.3 ci-dessous présente quelques recommandations proposées dans les fichiers des données.

Tableau 4.3 : Liste de recommandations possibles après interprétation des résultats.

N°	Recommandations	Observations
1	Reprise d'une seringue pour l'analyse des furfurals	Vérification de la détérioration du papier, recommandée en cas de surchauffe
2	Reprise d'un litre pour EPL et d'une seringue de 30 cc d'huile pour l'analyse d'eau	Recommandée lorsque la qualité diélectrique est douteuse
3	Reprise de 2 litres d'huile pour les essais EPL et du facteur de puissance	Recommandée lorsque la qualité diélectrique est douteuse
4	Reprise d'un litre d'huile pour l'analyse des métaux et un litre pour analyse EPL	Recommandée lorsque la qualité de l'isolation est douteuse
	Laisser en service et planifier un traitement complet de l'huile (dégazage et terre de foulon) vers la date ci-dessous	
5	Reprise d'une seringue de 30 cc pour l'analyse BPC	Recommandée pour la vérification du niveau de pollution de l'huile
6	Mettre hors service et traiter l'huile dans l'équipement	Recommandée lorsque l'état de l'huile indique un niveau d'oxydation élevée et un niveau d'isolation dont la fiabilité indique une vulnérabilité du transformateur.
7	Mettre hors service et remplacer l'huile, la mettre au rebut	Recommandée lorsque le traitement ne garantit plus un niveau de qualité acceptable
8	Reprise d'une seringue de 30 cc d'huile pour analyse d'eau seulement	Recommandée pour vérifier l'implication de l'humidité dans la détérioration de l'isolation
9	Laisser en service et planifier le remplacement de l'huile vers la date ci-dessous et faire traiter l'huile usée	Préparation du remplacement de l'huile lorsqu'elle présente un état douteux
10	Laisser en service et planifier le dégazage de l'huile pour l'assécher d'ici 1 an et reprendre 1 litre d'huile pour l'essai EPL pour la date ci-dessous	Recommandée lorsqu'il y a des alertes de niveaux de gaz non admissibles et d'une teneur en eau inquiétante
11	Mettre hors service et remplacer l'huile, la faire traiter	Recommandée lorsque le traitement peut garantir un niveau de qualité acceptable

En dehors de ces recommandations, les ingénieurs émettent des avis ciblés sur les paramètres suivants:

- CO : Pour vérifier si sa concentration excède la valeur normale (351ppm);
- CO₂/CO : Pour vérifier l'implication du papier dans le défaut relatif à un échauffement excessif dû à un point chaud par exemple;
- TDCG : Pour identifier l'état gazeux dans l'huile et analyser le risque de défaillance et le rythme de reprise d'échantillons pour confirmation et détection des éventuels défauts.

4.3.1.2 Évaluation de l'état d'un transformateur : cas du transformateur T1004

La mise en œuvre de l'évaluation de l'état d'un transformateur s'appuie essentiellement sur les données d'analyse d'huile, obtenues des fichiers détaillant l'historique de la maintenance. L'objectif est d'exploiter ces fichiers pour identifier l'état de ces transformateurs pendant la période d'enregistrement des données et de proposer une stratégie de maintenance au vu des enseignements récoltés.

Le transformateur T1004 est l'un des transformateurs d'un groupe de 48 identifiés sur le site de la Chute à Caron. Il a été mis en service en 1942. L'évaluation faite ici, se base sur les données prélevées à partir de 1984, soit 42 ans après la mise en service. Les données couvrent donc une période de 15 ans, de 1984 à 2009. L'état de santé de l'huile est évalué en suivant les dates d'ajout du DBPC. Le DBPC qui est un inhibiteur d'oxydation dont le rôle est de ralentir le vieillissement de l'huile, dû au phénomène d'oxydation. Cet ajout intervient généralement :

- soit après le traitement de l'huile par régénération ou reconditionnement;
- soit parce que certains indicateurs comme l'indice d'acidité ou la présence de l'oxygène font remarquer un état d'oxydation douteux, seule inquiétude majeure de l'état de santé de l'huile.

Pour le cas de ce transformateur, les dates retenues sont:

- Au début de l'analyse, à 42 ans;
- 10 ans après le début des prélèvements, à 52 ans;
- 5 ans après la dernière évaluation, à 57 ans;
- 6 ans après la dernière évaluation, à 63 ans;
- 3 ans après la dernière évaluation, à 69 ans.

Cette évaluation consiste à produire les valeurs des indicateurs principaux identifiés et présentés sous forme de tableau. Les méthodes présentées au chapitre 3 sont mises à contribution pour avoir l'état de santé de l'huile à travers les indicateurs QH et QI, le diagnostic des défauts par l'AGD avec les méthodes de classification. Cette évaluation ne tient donc compte que de l'aptitude de l'huile à jouer son double rôle d'isolation et de protection du papier d'une part et d'autre part de sa contribution au refroidissement des parties actives du transformateur. La figure 4.1 présente les paramètres QI, QH, TDCG, CO₂/CO et CO pendant toute la période d'analyse.

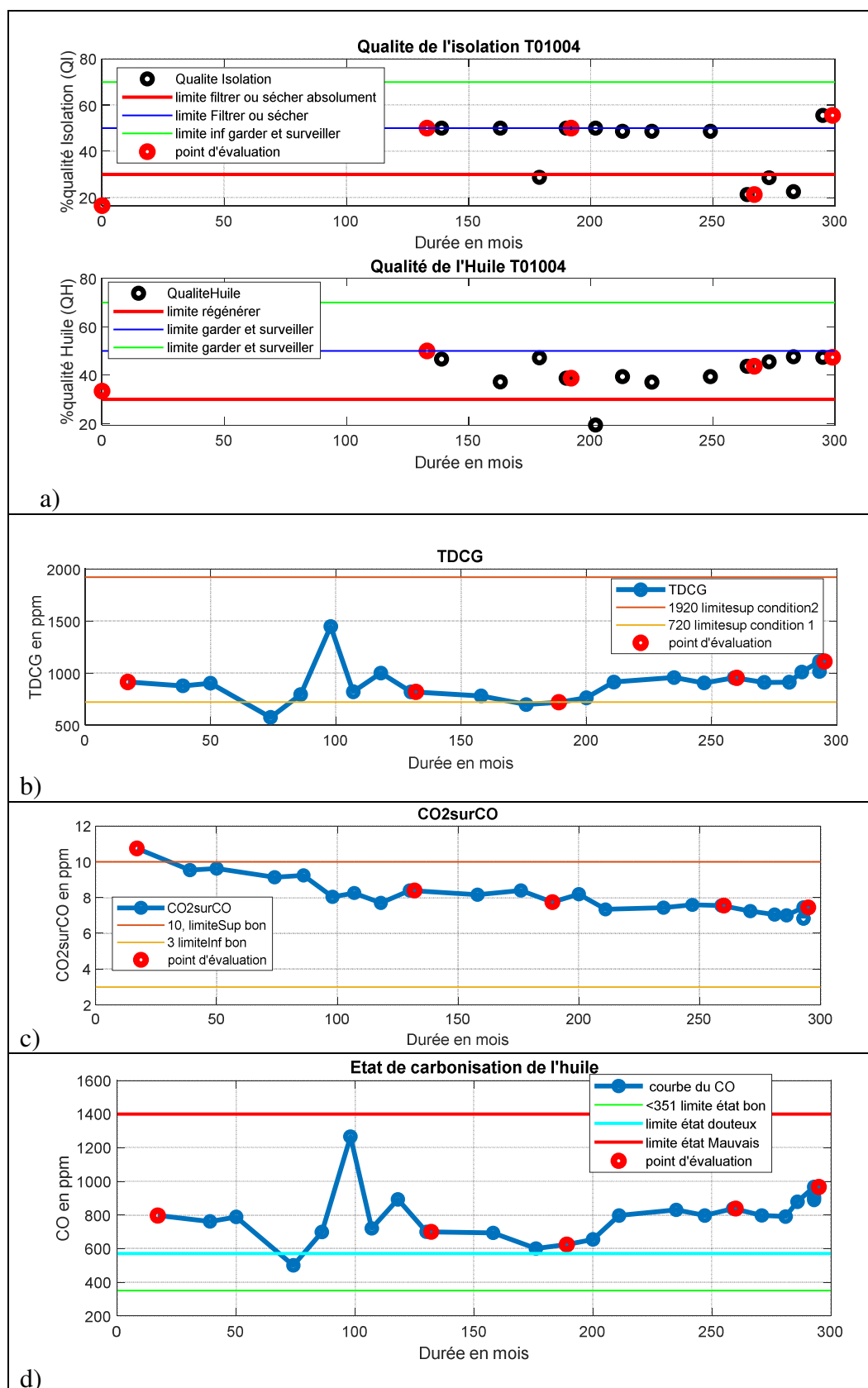


Figure 4.1 : Paramètres d'évaluation pendant la durée de l'analyse.

1) Évaluation à 42 ans, soit au début de l'analyse (17/04/84)

Tableau 4.4 : Principaux indicateurs d'évaluation de l'état du transformateur, à 42 ans.

Paramètres	Valeur/indications	Observations	Recommandation
QI	Vulnérable: Filtrer ou sécher	La teneur en eau est très mauvaise	Mettre hors service et traiter l'huile dans l'équipement ou la remplacer
QH	Douteux: Garder et surveiller	L'IFT est mauvaise	
Un an plus tard			
TDCG	912 ppm: condition2	Production anormale de gaz, probable présence d'un défaut	Analyser les gaz individuellement pour trouver la cause. Déterminer la dépendance de la charge.
CO	797 ppm	Co excède les limites Probable carbonisation de l'huile	
CO2/CO	10,75	Limite normale Pas implication papier	Vérifier l'accroissement du rapport le mois prochain
Défauts naissants	D2	Décharge électrique de forte énergie	
Furane	Non réalisée		
DBPC	Non réalisée		

À cette date, le transformateur se trouve exposé à un danger grave dû à la mauvaise qualité de son isolation, due essentiellement à la teneur en eau. L'action à recommander est soit la déshydratation de l'huile, soit son changement. Au vu de la durée entre cette analyse et la prochaine faite après 10 ans, on peut dire que l'huile a été soit renouvelée, soit régénérée. Les analyses des gaz dissous ont continué un an plus tard. Elles révèlent la présence d'une décharge électrique du type D2 dans l'huile.

2) Analyse des défauts pendant la période de 42 à 52 ans

Durant toute cette période, le défaut identifié par le classifieur bayésien est du type D2. C'est à dire une décharge électrique de forte énergie. Le TDCG présentée à la figure 4.1b est resté constant dans l'intervalle]720, 1921], c'est-à-dire en condition 2, état faiblement inquiétant, qui demande tout de même comme indiqué sur le tableau 4.3, une analyse individuelle de chaque gaz. Les valeurs du monoxyde de carbone CO qui excèdent confirment la présence des décharges qui carbonisent l'huile (figure 4.1c).

3) Évaluation à 52 ans, soit 10 ans après le début de l'analyse (23/05/1995, 130^{ème} mois)

Tableau 4.5 : Principaux indicateurs d'évaluation de l'état du transformateur, à 52 ans.

Paramètres	Valeur/indications	Observations	Recommandation
QI	Douteux: Filtrer ou sécher	Rigidité: douteux Teneur en eau: douteux	Garder en service et programmer le traitement
QH	Douteux: Garder et surveiller	IFT: douteux Acidité: Acceptable	
TDCG	819 ppm: condition 2	Production anormale de gaz, probable présence d'un défaut	Analyser les gaz individuellement pour trouver la cause. Déterminer la dépendance de la charge.
CO	700 ppm	CO excède Probable carbonisation de l'huile	
CO ₂ /CO	8	Normale Pas implication papier	Vérifier l'accroissement du rapport le mois prochain
Défauts naissants	D2	Décharge électrique de forte énergie	
Furane	Non réalisée		
DBPC	39	Ajout d'un inhibiteur d'oxydation	

Dix ans après le début de l'analyse, le transformateur présente toujours le même type de défauts, une décharge électrique qui entraîne une carbonisation de l'huile avec une production du monoxyde de carbone au-delà de la limite admissible. On constate que le papier n'est pas impliqué dans cette carbonisation, et que les ingénieurs ont opté pour l'ajout du DBPC. Cela a pour but de résoudre le problème d'oxydation révélé par un QH indiquant un état douteux. Rien n'indique une action de traitement, mais il est possible que le plan de charge de ce transformateur ait été allégé.

4) Analyse des défauts pendant la période de 52 à 58 ans

Cette période se situe entre deux ajouts de l'inhibiteur d'oxydation le DBPC. Le défaut retrouvé est toujours une décharge électrique de forte énergie, défaut de type D2. L'indicateur QH de qualité de l'huile en termes d'oxydation présente une fiabilité douteuse de l'huile. Sur la figure 4.1a, on observe les points de mesure dans la zone qui exige la préparation d'une action de régénération. Mais le niveau d'oxygène dans l'huile a certainement gouverné le choix de la programmation du rajout du DBPC à la date qui suit cette période. L'indicateur de qualité de

l'isolation présente une situation dans laquelle l'état de l'isolation devrait être surveillé, en vue de programmer plus tard une action de filtrage.

5) Évaluation de l'état du transformateur à 58 ans (12/03/2000, 189^{ème} mois)

Tableau 4.6 : Principaux indicateurs d'évaluation de l'état du transformateur, à 52 ans.

Paramètres	Valeur/indications	Observations	recommandation
QI	Douteux: Filtrer et sécher	Rigidité et teneur en eau dans un état douteux	Garder en service et programmer le traitement
QH	Douteux: garder et surveiller	Acidité : Acceptable IFT: Douteux	
TDCG	719ppm: condition 1	Fonctionnement satisfaisant	Analyser tout de même les gaz individuellement
CO	625 ppm	CO excède Probable carbonisation de l'huile	
CO ₂ /CO	8	Normale Pas implication papier	Vérifier l'accroissement du rapport le mois prochain
Défauts naissants	D2	Décharge électrique de forte énergie	
Furane	2FAL: 2431ppb (parties par milliard)	Valeur anormale Dégradation du papier	
DBPC	12	Ajout d'un inhibiteur d'oxydation	

La lecture de ce tableau montre qu'à cette date, le défaut de type D2 est toujours présent. Le fonctionnement du transformateur est satisfaisant en termes de production de gaz, malgré la présence de carbonisation de l'huile due certainement à la décharge électrique de forte énergie. Les indicateurs QI et QH révèlent un état douteux de l'huile pour les fonctions d'isolation et du niveau d'oxydation. Avec l'ajout du DBPC, le transformateur peut être maintenu en service, en attendant une programmation d'un traitement de l'huile. Toute fois, bien que le papier ne soit pas directement impliqué dans le défaut qui entraîne la carbonisation ($CO_2/CO = 8$), l'analyse furanique à travers le 2FAL présente une dégradation du papier qui indique que l'isolation solide de ce transformateur est dans un mauvais état. D'ailleurs, la valeur obtenue du 2FAL (2194 ppb) obtenue un an après confirme cet état.

6) Analyse de l'état du transformateur dans la période entre 58 et 63 ans

Cette période se situe aussi entre deux ajouts de l'inhibiteur d'oxydation le DBPC, comme celle décrite au paragraphe d). Durant cette période, l'AGD a été fait chaque année en même temps que les analyses physico-chimiques de l'huile. Les courbes de la figure 4 présentent les

valeurs prises par les indicateurs retenus pour l'évaluation. Comme indiqué précédemment, l'analyse furanique indique le mauvais état du papier. Cette période est tout de même marquée par une décroissance du rapport CO₂/CO et une augmentation des valeurs prises par le monoxyde de carbone. Cela peut s'expliquer par la persistance de la décharge électrique, responsable de la carbonisation de l'huile.

7) Évaluation à 63 ans, soit 6 ans après (05/06/2006, 259^{ème})

Tableau 4.7 : Principaux indicateurs d'évaluation de l'état du transformateur, à 63 ans.

Paramètres	Valeur/indications	Observations	Recommandation
QI	Vulnérable: Filtrer ou sécher absolument	Rigidité: douteux Teneur en eau: Vulnérable	Mettre hors service et traiter l'huile dans l'équipement
QH	Douteux: Garder et surveiller	IFT: douteux Acidité: Acceptable	
TDCG	905 ppm: condition 2	Production anormale de gaz, probable présence d'un défaut	Analyser les gaz individuellement pour trouver la cause. Déterminer la dépendance de la charge.
CO	797 ppm	CO excède Probable carbonisation de l'huile	
CO ₂ /CO	8	Normale Pas d'implication du papier	Vérifier l'accroissement du rapport le mois prochain
Défauts naissants	D2	Décharge électrique de forte énergie	
Furane	Non réalisée		
DBPC	10	Ajout d'un inhibiteur d'oxydation	

À cette date, les ingénieurs ont décidé d'un ajout de DBPC. La Qualité de l'huile observée à la date d'analyse qui précède celle là est toujours douteuse (figure 4.1a). Le transformateur présente une augmentation de la production des gaz combustibles, marquée par le niveau du monoxyde de carbone (797 ppm) au-dessus de la valeur admissible (350 ppm).

8) Évaluation à 69 ans, soit 3 ans après (2009)

Tableau 4.8 : Principaux indicateurs d'évaluation de l'état du transformateur, à 69 ans

Paramètres	Valeur/indications	Observations	Recommandation
QI	Vulnérable: Filtrer ou sécher absolument	Rigidité: acceptable Teneur en eau: Douteux	Planifier le traitement de l'huile
QH	Douteux: Garder et surveiller	IFT: douteux Acidité: Acceptable	
TDCG	1111 ppm: condition 2	Production anormale de gaz, probable présence d'un défaut	Analyser les gaz individuels pour trouver la cause. Déterminer la dépendance de la charge.
CO	967 ppm	CO excède Probable carbonisation de l'huile	
CO2/CO	7	Normale Pas implication papier	Vérifier l'accroissement du rapport le mois prochain
Défauts naissants	D2	Décharge électrique de forte énergie	
Furane	Non réalisée		
DBPC	Non réalisée		

A cette date, l'état des parties internes du transformateur est resté stable. L'analyse des gaz dissous présente une augmentation de la production des gaz combustibles et la présence d'une décharge électrique dans l'huile. Les paramètres QI et QH indique que l'huile est dans un état douteux.

9) Conclusion de l'évaluation de l'état du transformateur T1004

De l'évaluation présentée ci-dessus, on peut remarquer que ce transformateur a fonctionné pendant toute la période de l'analyse avec un défaut de type D2 (décharge électrique). Ce défaut a fortement contribué au gazage du transformateur par la production du monoxyde de carbone. L'allure de la courbe de l'indicateur CO2/CO peut expliquer le phénomène d'oxydation de l'huile. La qualité de l'huile en termes d'oxydation (QH) est restée durant cette période "douteuse". Le choix de l'ajout du DBPC comme action de traitement confirme cette lecture. Le DBPC en inhibant les phénomènes d'oxydation, améliore la qualité de l'huile et contribue ainsi à la protection du papier, l'un des rôles de l'huile dans le transformateur. Toute fois, l'état du papier révélé par les valeurs des dérivées furaniques dans l'huile, en particulier le 2FAL (2431 ppb et 2194 ppb) indique que ce transformateur devrait être mis hors service.

Le tableau 4.9 ci- dessous présente l'état du papier (isolation solide) de ce transformateur. On y applique les relations présentées sur le tableau 1.4 du chapitre 1, à partir desquelles il est possible d'estimer la valeur du degré de polymérisation du papier dans un transformateur en se basant sur les valeurs de la teneur en 2FAL. L'évaluation faite dans ce tableau s'appuie sur les critères du tableau 1.5, du même chapitre.

Tableau 4.9 : Évaluation de l'état du papier du transformateur T1004.

Relation	Valeurs DP (2FAL=2,431 ppm)	Valeurs DP (2FAL=2,194 ppm)	État du papier
$DP = \frac{1,5 - \log_{10}(2FAL)}{0,0025}$	445,68	463,50	Grande détérioration
$DP = \frac{1,17 - \log_{10}(2FAL)}{0,0028}$	280,07	295,98	Grande détérioration
$DP = 406,25 - 347,22 \times \log_{10}(2FAL)$	272,29	287,76	Grande détérioration
$DP = \frac{2,6 - \log_{10}(2FAL)}{0,0049}$	451,88	460,97	Grande détérioration
$325 \times (\frac{19}{13} - \log_{10}(2FAL))$	349,61	364,09	Grande détérioration
$DP = \frac{1850}{2FAL + 2.3}$	391,03	411,65	Grande détérioration

L'état du papier de ce transformateur indique qu'il se rapproche de sa fin de vie.

L'évaluation de l'état de ce transformateur avait pour objectif de comprendre dans un premier temps le comportement du transformateur et dans un second temps d'identifier les mesures mises en place pour assurer sa disponibilité. Il ressort que l'état du papier de ce vieux transformateur, dont l'analyse a duré 15 ans indique une grande détérioration et qu'il se rapproche de sa fin de vie. Un défaut persiste tout au long de cette période : une ou plusieurs décharges électriques de forte énergie. Un choix a été fait, celui de résoudre le problème d'oxydation au lieu de mettre le transformateur à l'arrêt pour un autre traitement de l'huile ou d'autres investigations qui induiraient des coûts plus élevés. Après avoir identifié l'état général d'un transformateur du groupe étudié, le paragraphe suivant présente une étude qui permet d'identifier l'état général des transformateurs du groupe. Les valeurs de chaque indicateur sont analysées pour tous les transformateurs du groupe.

4.3.2 Évaluation panoramique des transformateurs à l'étude

Dans un processus de gestion d'un ensemble de transformateurs, le service de maintenance doit identifier les transformateurs dont le comportement est critique, et sur lesquels des actions de maintenance doivent être programmées prioritairement. Ce paragraphe présente une vue d'ensemble des transformateurs à l'étude. Ces transformateurs sont âgés et pour la plupart sont encore en exploitation. Cinq groupes distincts sont identifiés en fonction du constructeur, de la

tension de sortie et de la puissance. Cette analyse permet d'avoir une idée globale du comportement de ces transformateurs, notamment sur les caractéristiques des défauts observés à travers toutes les analyses faites durant la période d'étude. Elle peut aussi révéler les caractéristiques de chaque site. Chacun peut présenter des contraintes de fonctionnement différentes. L'objectif est de tirer des enseignements des profils observés. L'évaluation se fait à travers les paramètres indiquant l'état de santé de l'huile. Les défauts sont diagnostiqués par le classifieur *Bayésien* présenté au chapitre 3. Une statistique mettant en exergue le taux d'analyses présentant des défauts est résumée sur le tableau 4.9. Les figures illustrant les différents paramètres caractérisant les classes de défauts sont présentées pour chaque groupe.

4.3.2.1 Analyse des transformateurs du Groupe 1: Transformateur du site Chute du Diable de caractéristiques, 161kV, 20MVA, mis en service en 1951.

Les figures (4.2 à 4.6) et les tableaux (4.11 et 4.12) ci-dessous présentent l'état des analyses faites sur l'ensemble des transformateurs du groupe 1. Ce groupe est composé de 15 transformateurs élévateurs de tension fonctionnant à la sortie de la centrale Chute du Diable au Canada.

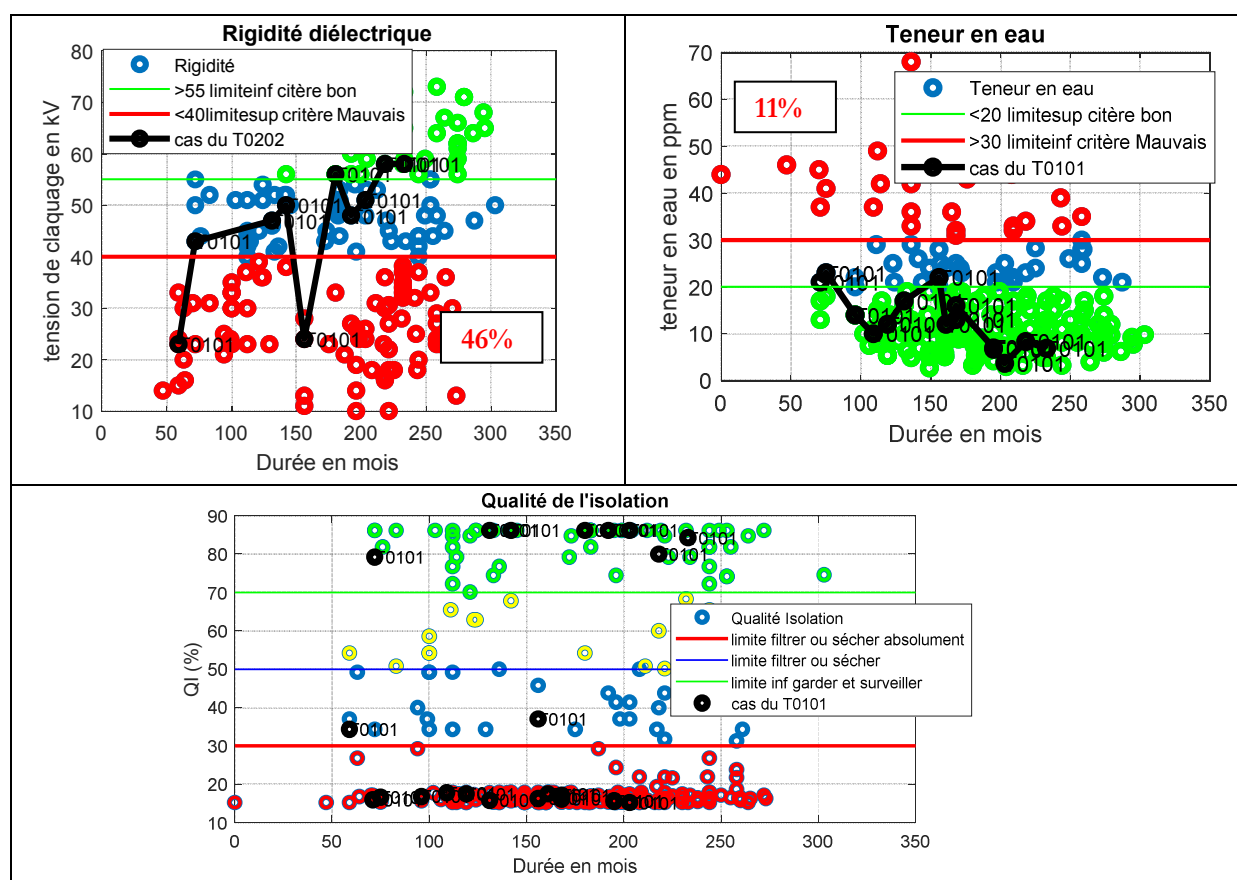


Figure 4.2 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe 1.

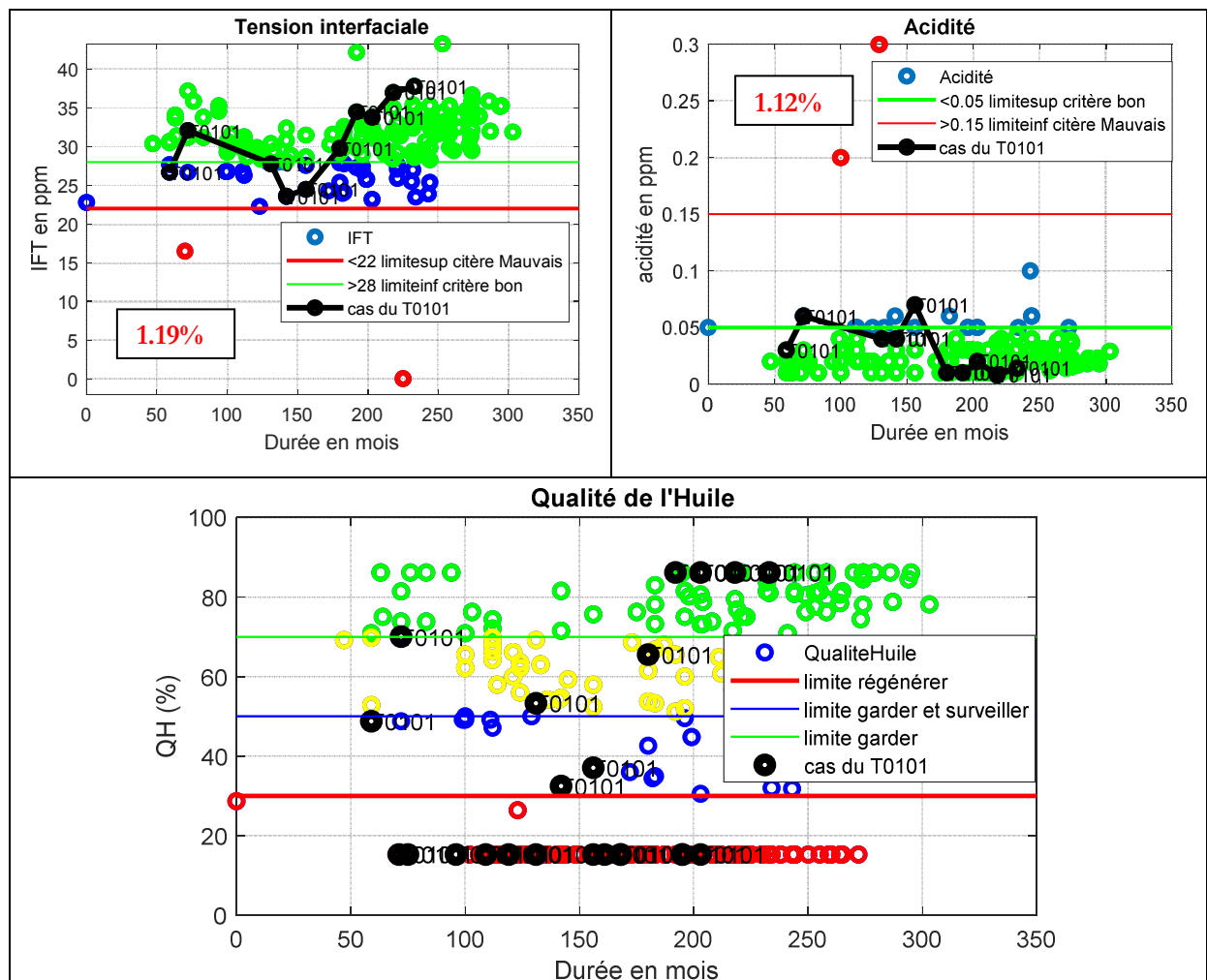


Figure 4.3 : État des différentes analyses de la qualité d'isolation de l'huile des transformateurs du groupe 1.

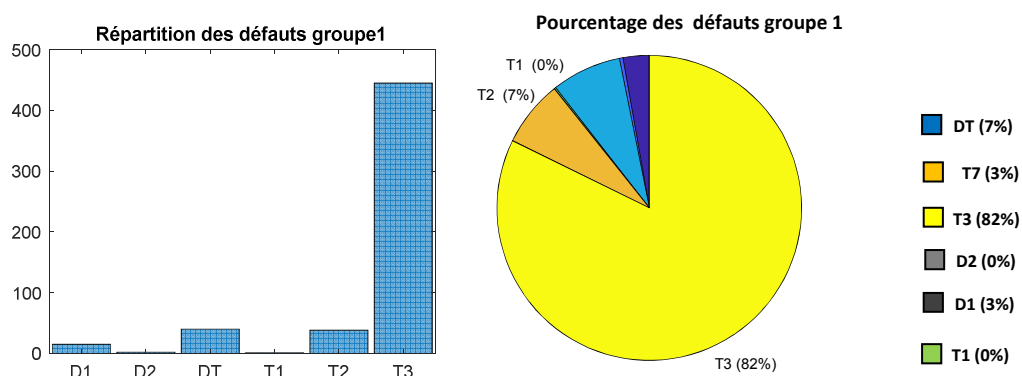


Figure 4.4 : Statistique des défauts obtenus par le classifieur Bayésien sur les transformateurs du groupe1.

Tableau 4.10 : Analyses statistiques des défauts des transformateurs du groupe 1

Paramètres	Nombre d'analyses	Cas inquiétants		Observation
		Nombre	%	
État de santé de l'huile				
Rigidité diélectrique	166	77	46%	46% d'échantillons d'huiles analysés dans ce groupe présentent des valeurs de rigidité en dessous de la limite admise
Teneur en eau	236	25	10,59%	10,59% des analyses faites présentent un problème de teneur en eau
IFT	167	2	1,19%	Ces transformateurs présentent très peu de problèmes d'oxydation ou de présence de boue.
Acidité	165	2	1.12%	
Gaz de défauts				
États des défauts	541	D1	3%	Décharges de faible énergie : causées par des étincelles ou arcs électriques entre les mauvaises connexions
		D2	0%	Décharges de forte énergie: Courts circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements...
		T1 t< 300°C	0%	Défaut thermique: Surchauffe du transformateur, problème de circulation de l'huile dans les enroulements, flux de fuite...
		T2 t∈]300°C, 700°C[	7%	Défauts thermiques: Contacts défectueux entre connexions boulonnées, contacts glissants...
		T3	82%	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, courts circuits dans les joints des tôles, créant une surchauffe de l'huile
		DT	7%	Défauts indéterminés entre défauts électriques et défauts thermiques

Tableau 4.11 : Analyse statistique de chaque gaz de défauts et de l'état du papier du groupe 1.

Paramètres	État bon	% État Moyen	% État Mauvais	% État Vulnérable	Observations
H2	510	28	02	01	Indicateur d'arc électrique (Défaut de type D1)
	94,26%	5,17%	0,36%	0,18%	
CH4	541	0	0	0	Indicateur de présence possible d'étincelles dans la cuve
C2H2	528	05	02	06	Indicateur d'arc électrique
	97,59%	0,92%	0,36%	1,10%	
C2H4	437	79	23	02	Indicateur d'un défaut thermique dû à une surchauffe sévère provoquant la décomposition de l'huile
	80,77%	14,60%	4,25%	0,36%	
C2H6	525	0	02	14	Indicateur d'une surchauffe locale dans l'huile
	97%	0	0,36%	2,58%	
CO	100	149	279	13	Indicateur de défaut thermique, en particulier lorsque le papier est impliqué.
	18;48%	27,54%	51,57%	2,40%	
CO2/CO	79	267	105	90	Indicateur de l'implication du papier dans la carbonisation (défaut thermique)
	14,60	49,35	19,90	16,63	
TDCG	299	226	07	09	Indicateur de production de gaz combustible. Donne l'alarme pour d'autres investigations.
	55,26%	41,77	1,29%	1,6%	
État du papier (426)					
2FAL	329	33	10	54	Indicateur de la décomposition du papier. Donne une idée de l'état du papier.
	77,23%	7,74%	2,34%	9,98%	

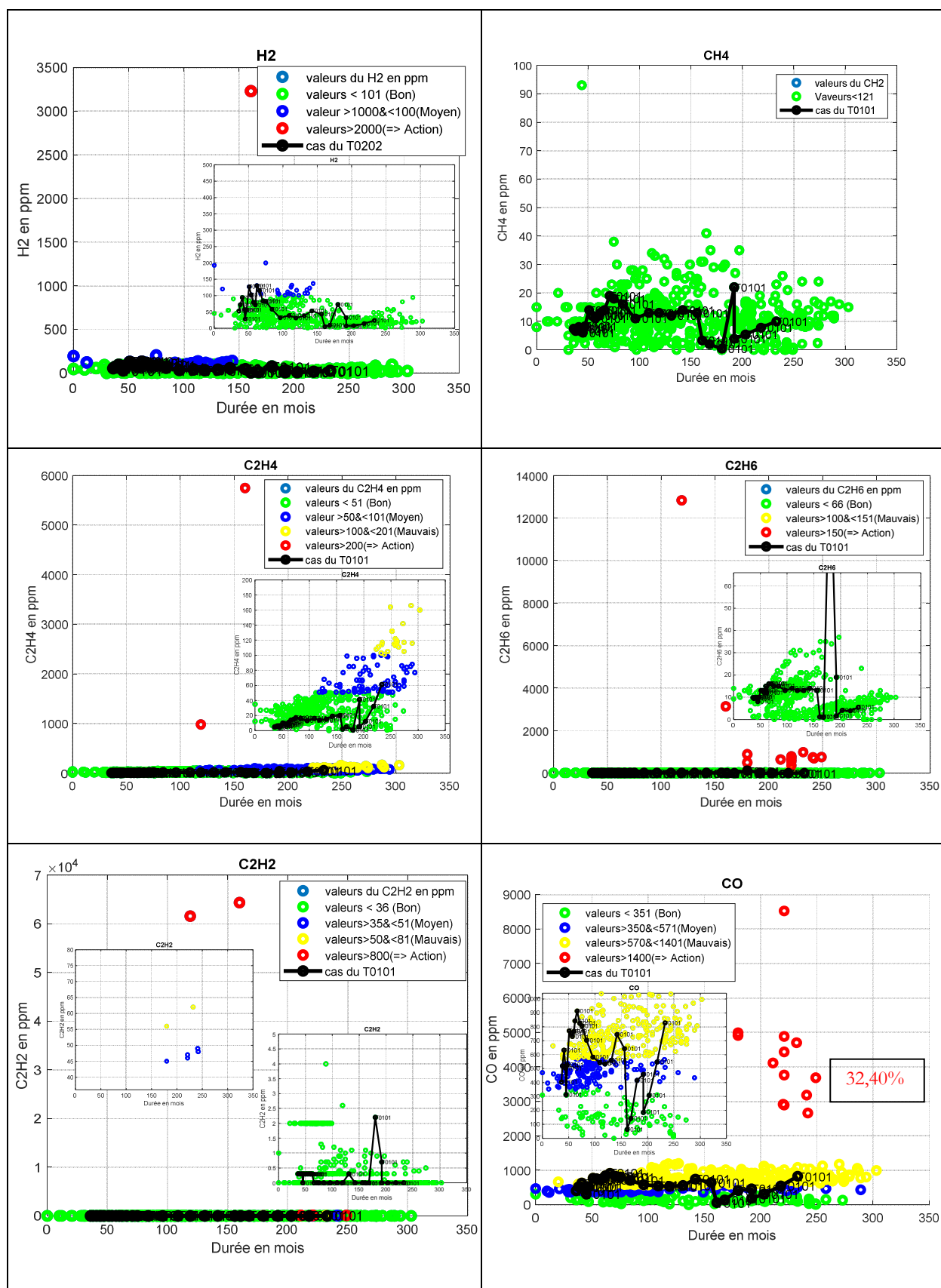


Figure 4.5 : Illustration de l'état des analyses des gaz du groupe 1.

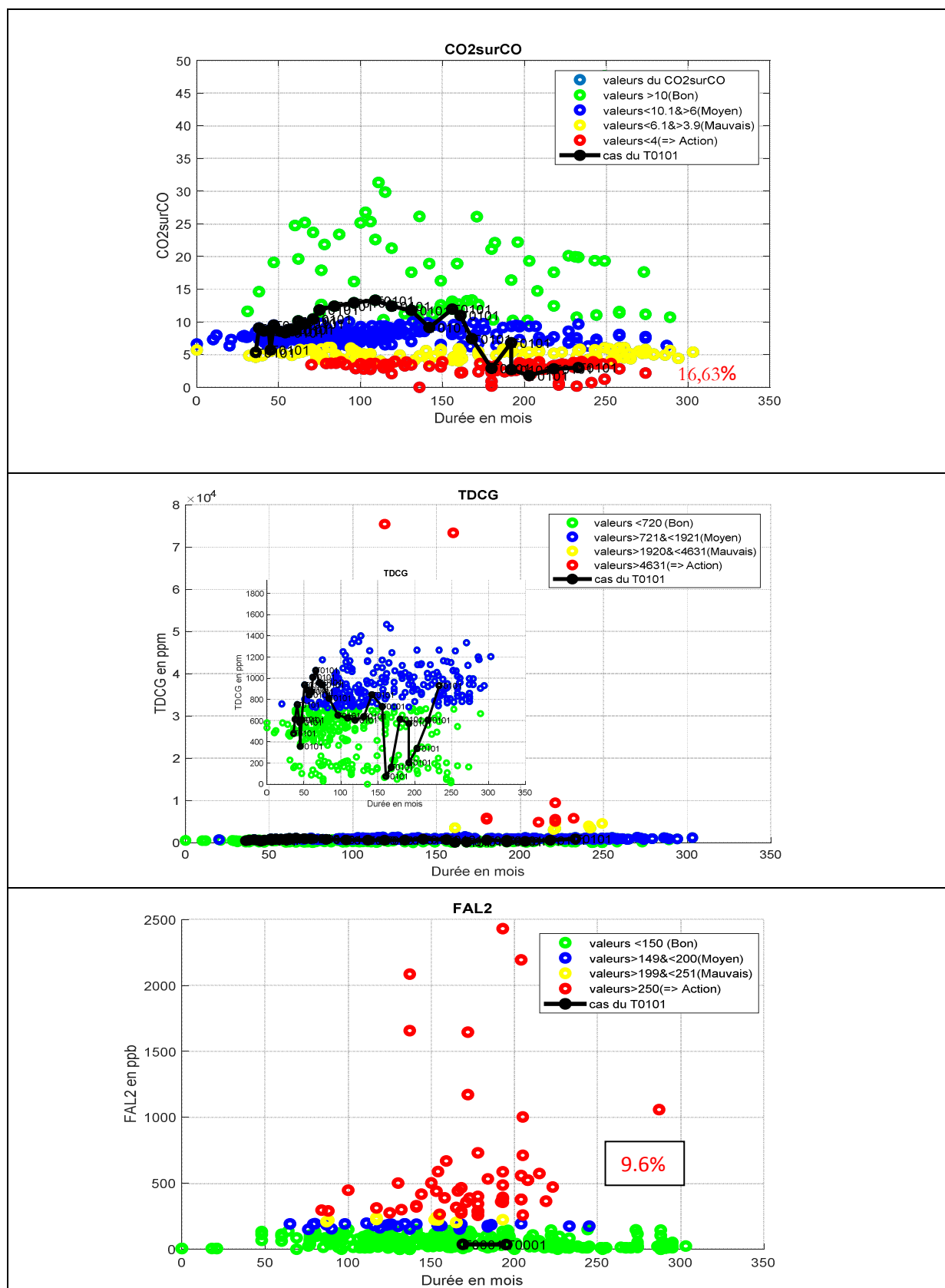


Figure 4.6: Illustration de l'état des paramètres CO2/CO, TDCG et 2FAL du groupe 1.

➤ Conclusion de l'analyse du groupe 1

Défauts: Le tableau 2.4 indique que le défaut thermique du type T3 est le plus souvent rencontré dans ce groupe. Ce défaut indique une possible circulation des courants dans la cuve et le noyau et la présence de courts circuits dans les joints des tôles. Ceci peut expliquer la surchauffe responsable de la production du monoxyde de carbone (CO).

État de l'huile : On observe, par le pourcentage des valeurs inquiétantes de la rigidité diélectrique, une possible présence de particules dans la cuve.

État du papier : On remarque que certains transformateurs présentent un état inquiétant. L'état du papier étant irréversible, ces transformateurs présentent une fin de vie proche.

4.3.2.2 Analyse des transformateurs du Groupe 2: Transformateur du site Chute à Caron de caractéristiques, 154kV, 33MVA, mis en service en 1942.

Ce groupe est constitué de 48 transformateurs du constructeur CGE. Les figures 4.7 et 4.8 présentent une visualisation des caractéristiques de l'état de l'huile à travers les valeurs des paramètres de bases et celle de fiabilité QI et QH, enregistrées durant toute la période d'étude.

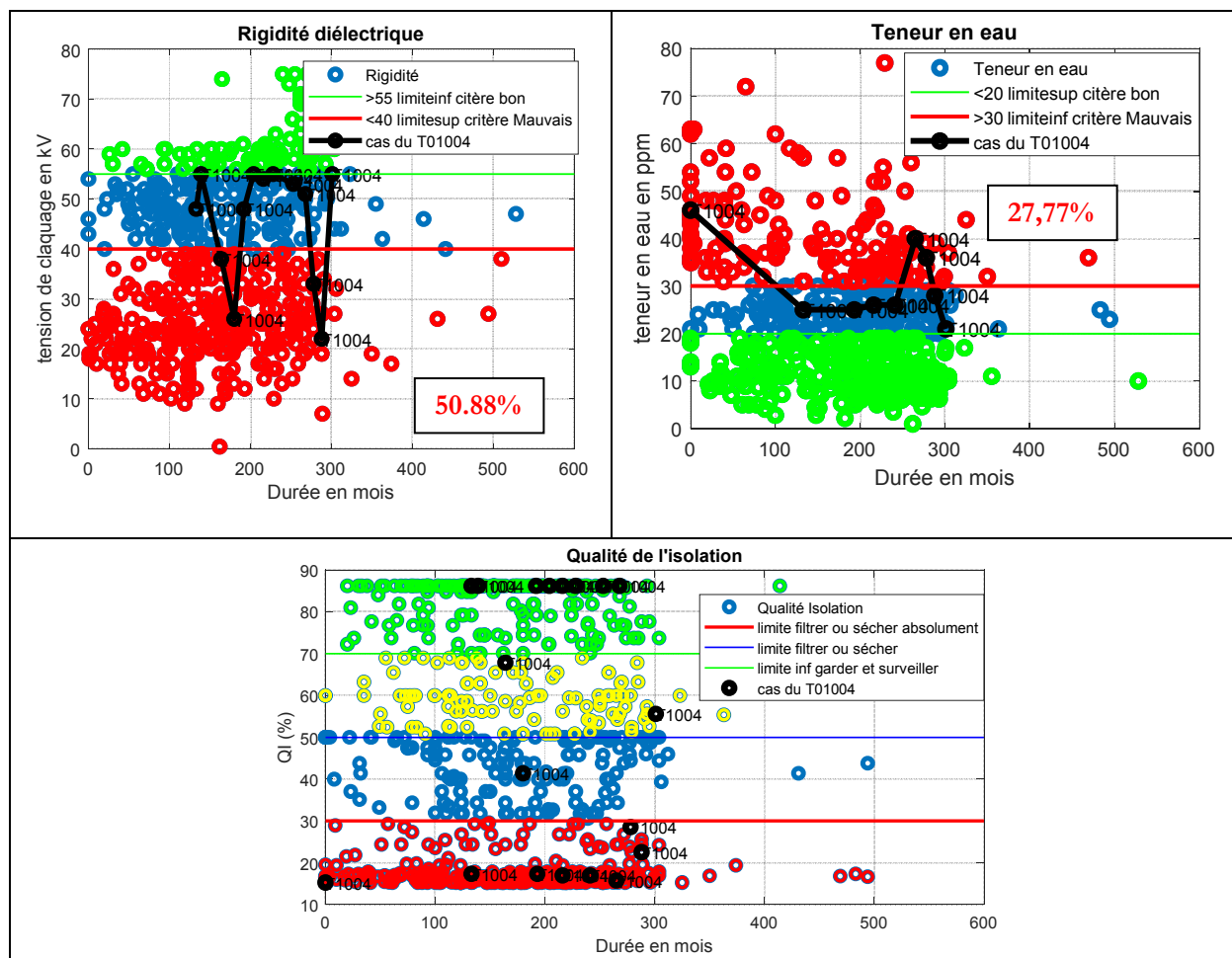


Figure 4.7 : Etat des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe 2

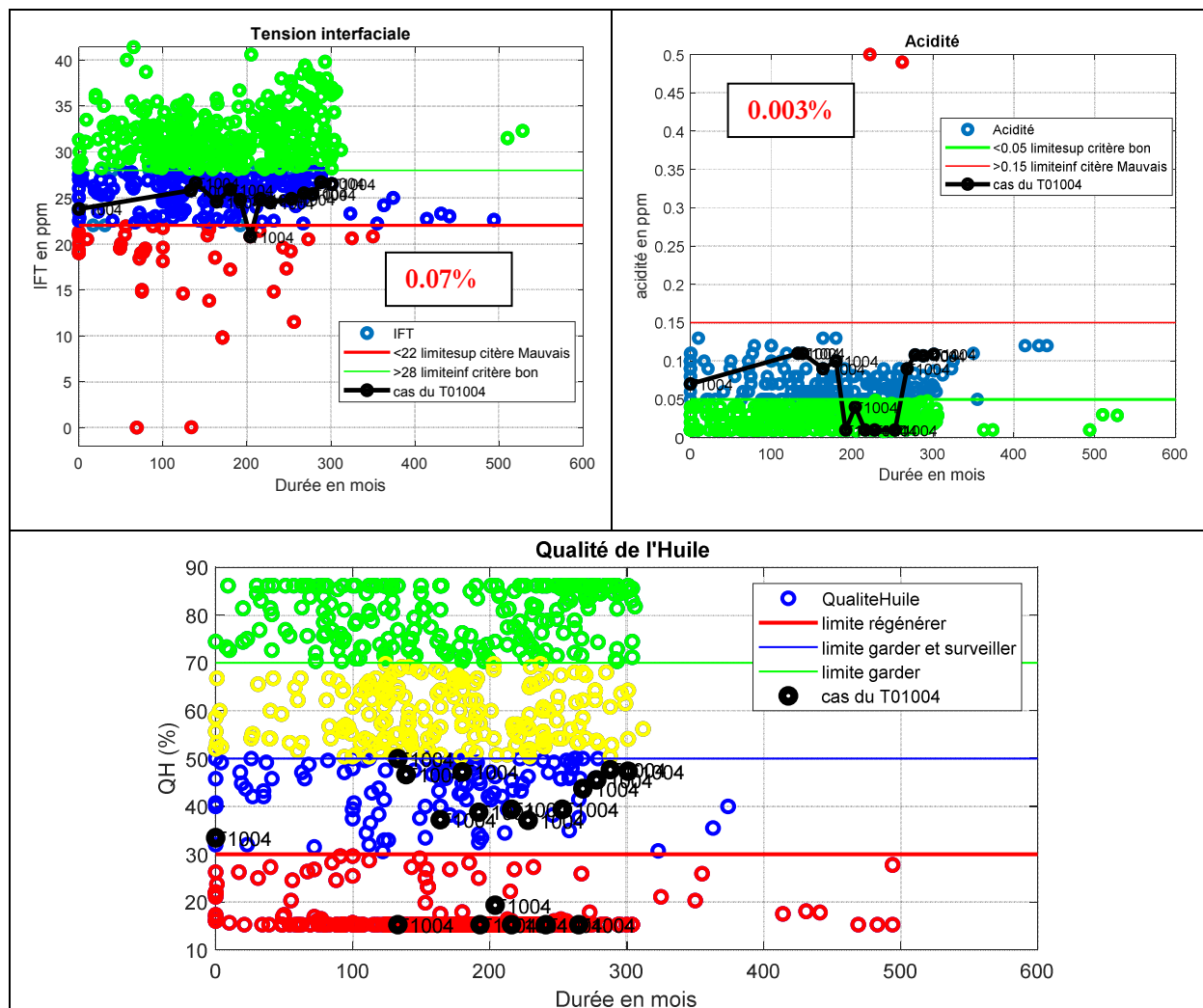


Figure 4.8 : État des différentes analyses de la qualité d'isolation de l'huile des transformateurs du groupe 1.

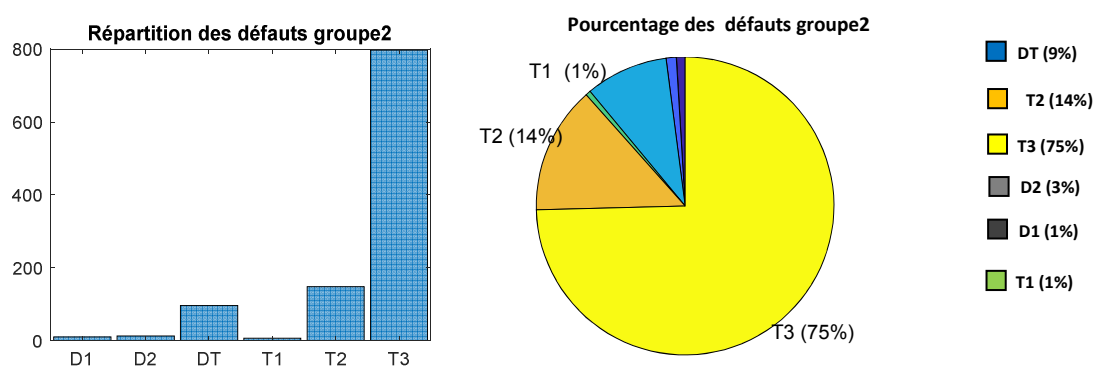


Figure 4.9 : Statistique des défauts obtenus par le classifieur Bayésien sur les transformateurs du groupe 2.

Tableau 4.12 : Analyse statistique des défauts des transformateurs du groupe 2.

Paramètres	Nombre d'analyses	Cas inquiétants		Observations
		Nombre	%	
État de santé de l'huile				
Rigidité diélectrique	621	316	50,88%	50,88% d'échantillons d'huiles analysés dans ce groupe présente des valeurs de rigidité en dessous de la limite admise
Teneur en eau	565	140	24,77%	24,77% des analyses faites présente un problème de teneur en eau
IFT	627	46	7,33%	Ces transformateurs présentent très peu de problèmes d'oxydation ou de présence de boue.
Acidité	623	2	0,32%	
Gaz de défauts				
États des défauts	1070	D1	1%	Décharges de faible énergie : causées par des étincelles ou arcs électriques entre les mauvaises connexions
		D2	1%	Décharge de forte énergie: Courts circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements...
		T1 t< 300°C	<1%	Défaut thermique : Surchauffe du transformateur, problème de circulation de l'huile dans les enroulements, flux de fuite...
		T2 t∈]300°C, 700°C[	14%	Défaut thermique: Contacts défectueux entre connexions boulonnées, contacts glissants...
		T3	75%	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, courts circuits dans les joints des tôles, créant une surchauffe de l'huile
		DT	9%	Défauts indéterminés entre défauts électriques et défauts thermiques

Tableau 4.13 : Analyse statistique de chaque gaz de défauts et de l'état du papier du groupe 2.

Paramètres	État bon	% État Moyen	% État Mauvais	% État Vulnérable	Observations
H2	759	296	09	06	Indicateur d’arc électrique (Défaut de type D1)
	70,93%	27,66%	0,8%	0,56%	
CH4	1017	39	07	07	Indicateur de présence possible d’étincelles dans la cuve
	95%	3,6%	0,6%	0,6%	
C2H2	1057	06	01	06	Indicateur d’arc électrique
	98,78%	0,5%	0,09%	0,56%	
C2H4	856	129	33	52	Indicateur d’un défaut thermique du à une surchauffe sévère provoquant la décomposition de l’huile
	80%	12%	3%	4,85%	
C2H6	1018	18	05	29	Indicateur d’une surchauffe locale dans l’huile
	95,14%	1,68	0,46%	0,27%	
CO	160	112	785	13	Indicateur de défaut thermique, en particulier lorsque le papier est impliqué.
	14;95%	10,46%	67,09%	1,21%	
CO2/CO	69	572	302	127	Indicateur de l’implication du papier dans la carbonisation (défaut thermique)
	6,44%	53,45%	28,22	11,86%	
TDCG	278	748	35	09	Indicateur de production de gaz combustible. Donne l’alarme pour d’autres investigations.
	25,98%	69,90%	3,27%	0,84	
État du papier (50)					
2FAL	13	14	04	19	Indicateur de la décomposition du papier. Donne une idée de l’état du papier.
	26%	28%	8%	38%	

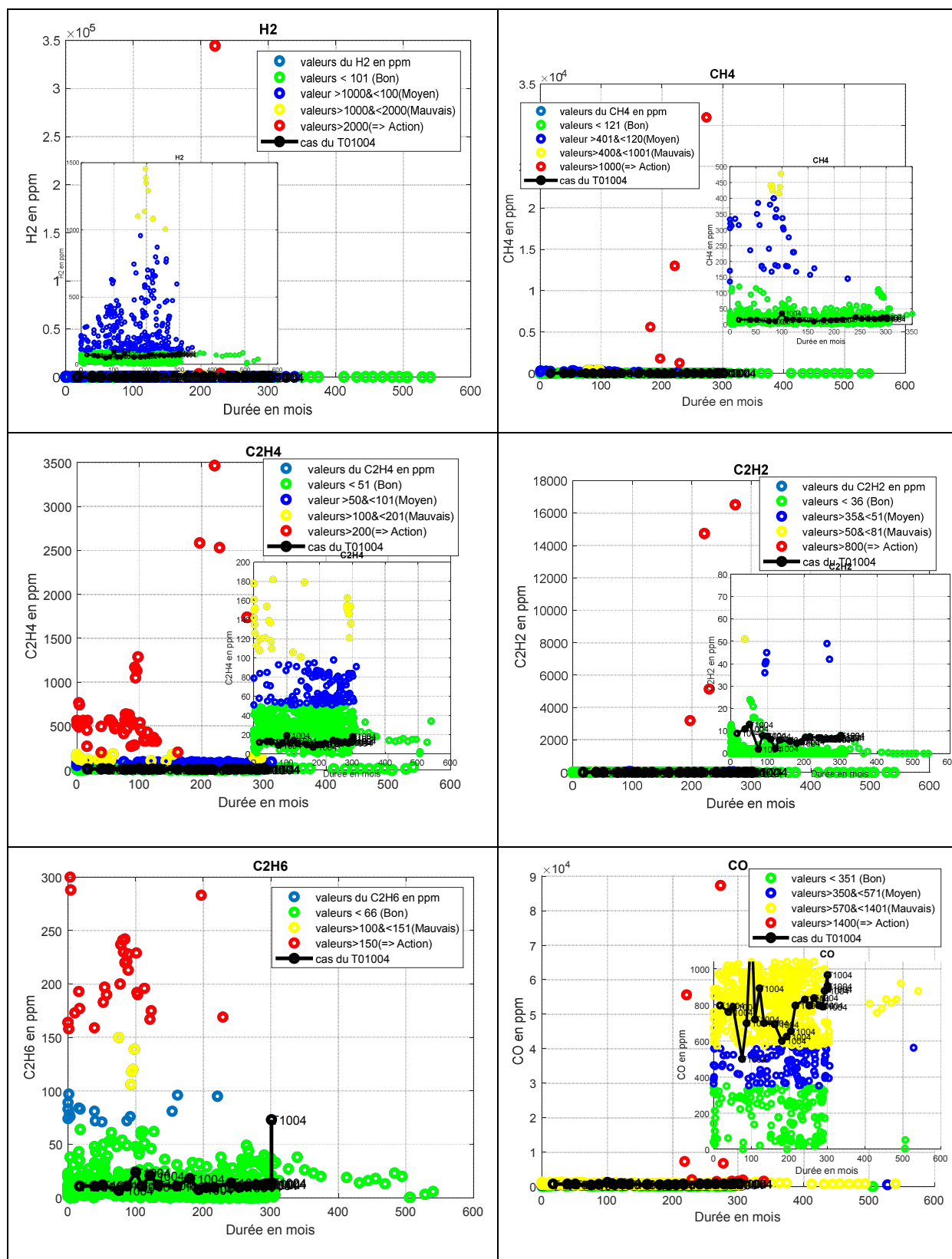


Figure 4.10 : Illustration de l'état des analyses des gaz combustibles du groupe 2.

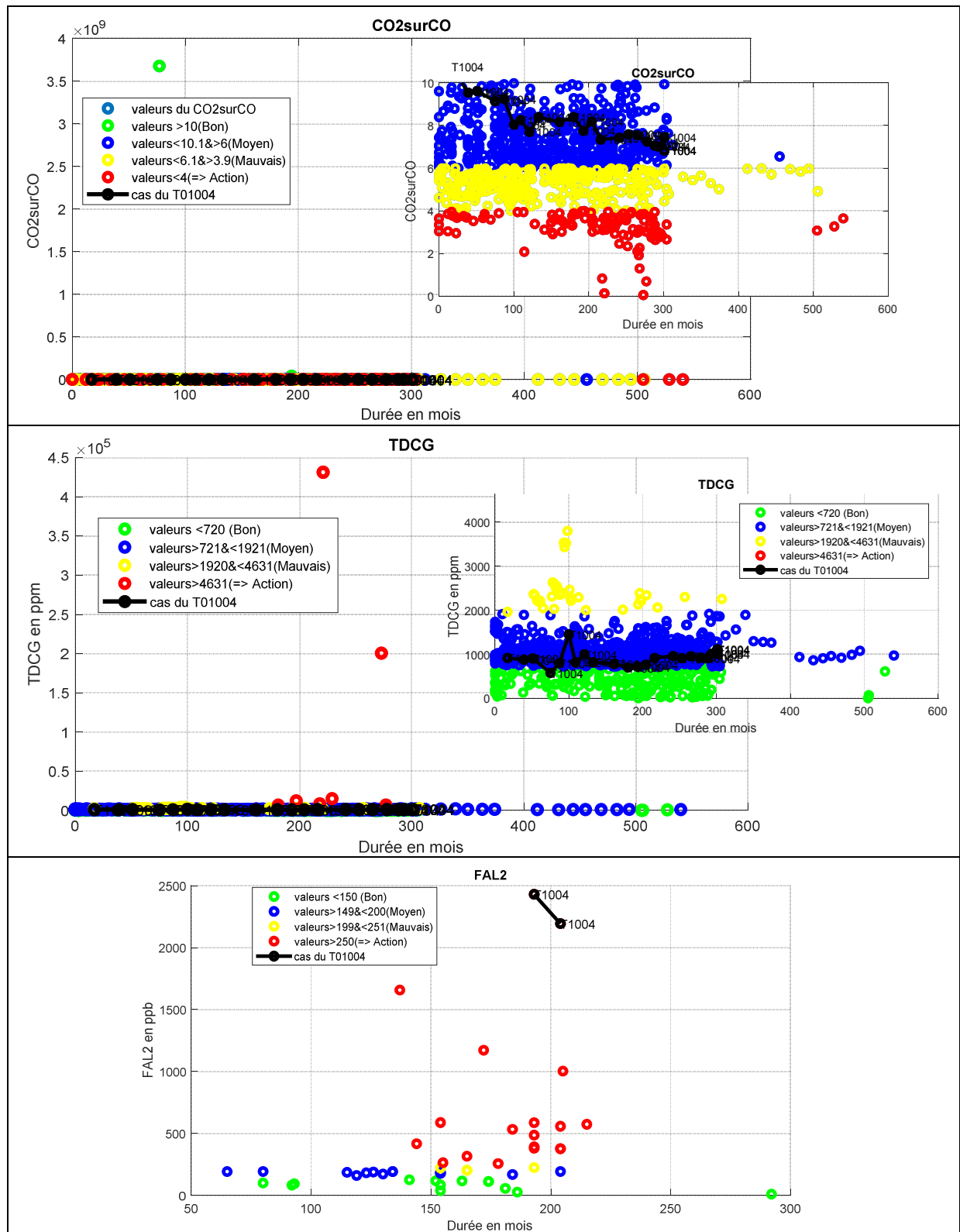


Figure 4.11 : Illustration de l'état des paramètres CO2/CO, TDCG et 2FAL du groupe 2.

➤ Conclusion de l'analyse du groupe 2

Les transformateurs de ce groupe présentent des problèmes de rigidité diélectrique de l'huile, qui ne sont pas tous dus à la teneur en eau de l'huile. Ils sont aussi dus aux problèmes de particules dans la cuve. Le défaut le plus courant, 75% des cas, est le défaut thermique de type T3, qui est dû comme l'indique le tableau 4.11, à la circulation des courants dans les parties internes du transformateur. La production des gaz dans ces transformateurs est moyenne. Le pourcentage des valeurs obtenues par le monoxyde de carbone, confirme l'échauffement dans l'huile. En ce qui concerne l'état du papier, 38% des valeurs du 2FAL analysé indiquent une dégradation inquiétante. C'est le cas du transformateur T01004 pris en exemple.

4.3.2.3 Analyse des transformateurs du Groupe 3: Transformateur de la centrale Shipshow de caractéristiques, 154kV, 30MVA, mis en service en 1943.

Ce groupe contient 34 transformateurs du constructeur CGE. Ces transformateurs fonctionnent à la centrale de Shipshow qui fournit une puissance de 896MW. Nous présentons une lecture des données enregistrées durant la période de maintenance à l'étude.

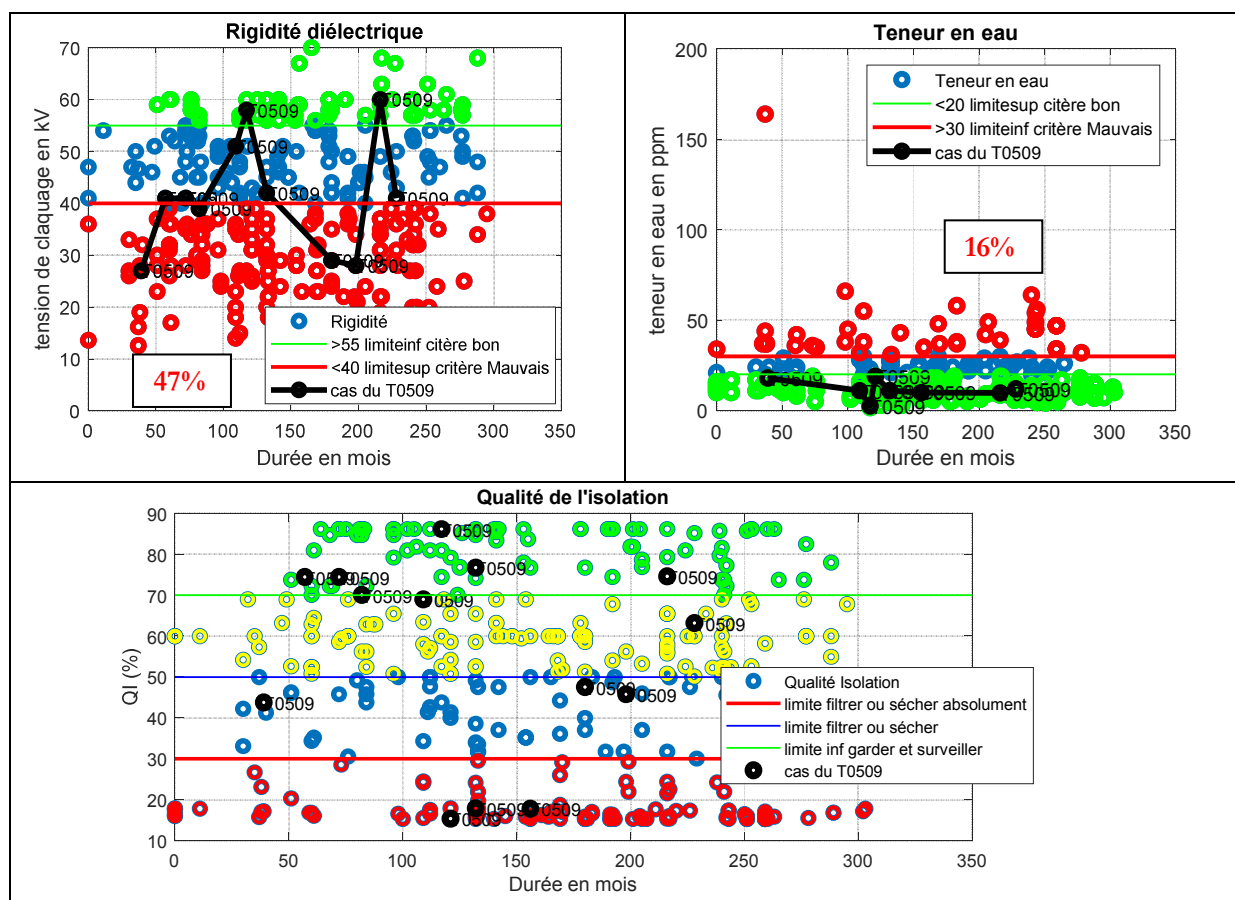


Figure 4.12 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe 3.

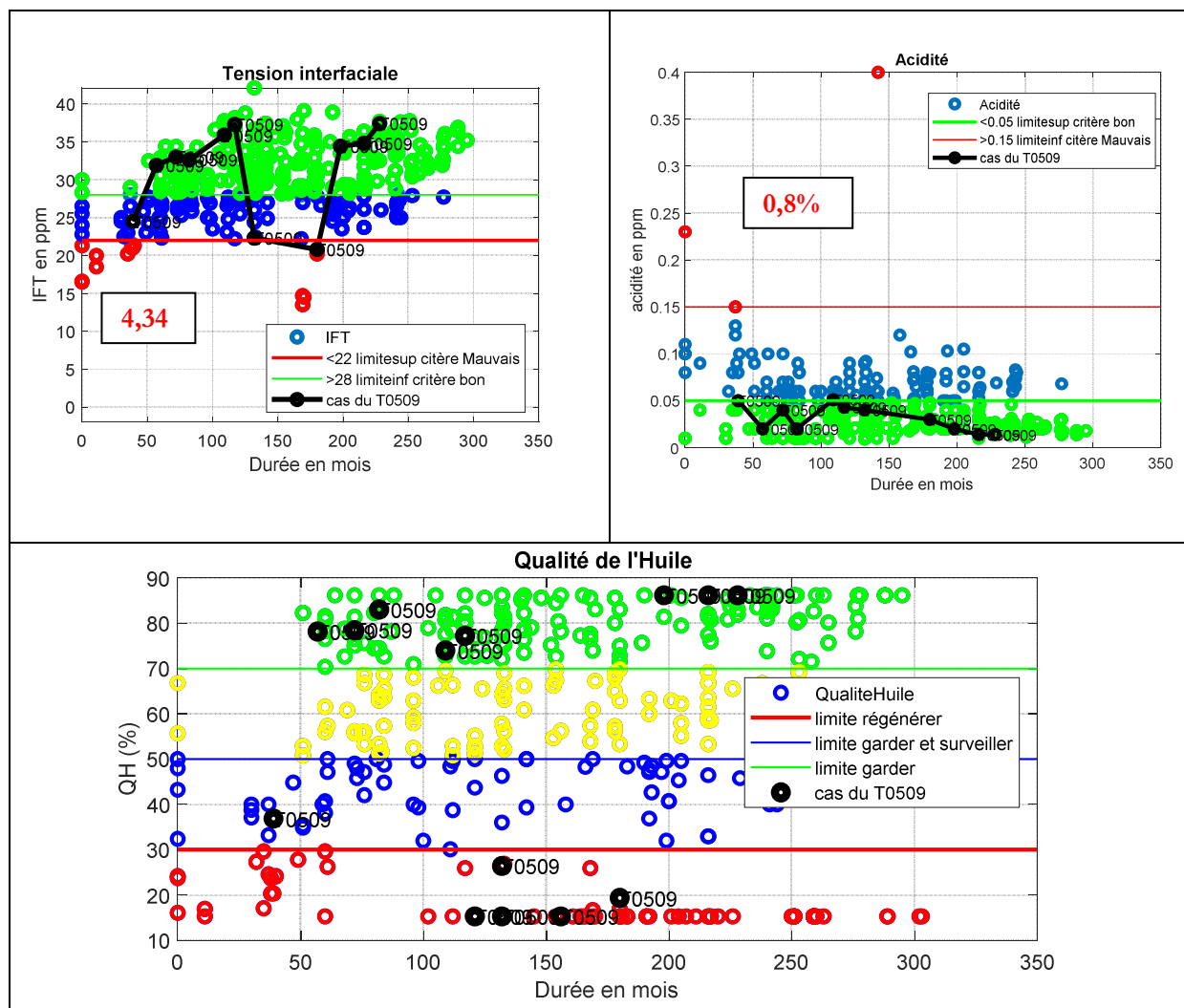


Figure 4.13 : État des différentes analyses de la qualité d'isolation de l'huile des transformateurs du groupe 3.

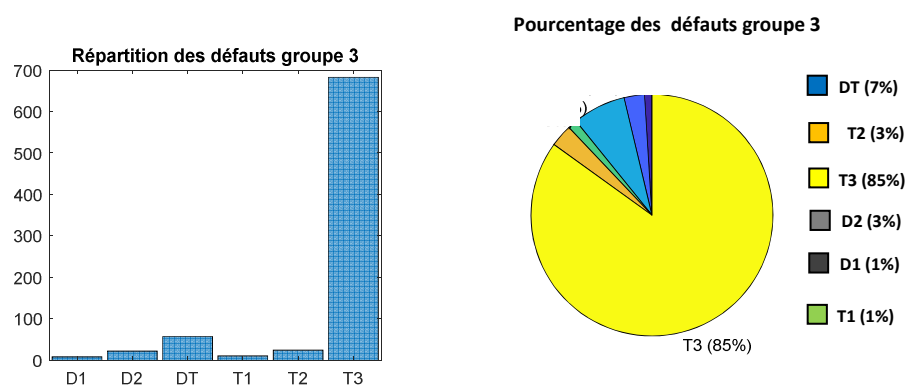


Figure 4.14 : Statistique des défauts obtenus par le classifieur Bayésien sur les transformateurs du groupe 3.

Tableau 4.14 : Analyse statistique des défauts des transformateurs du groupe 3.

Paramètres	Nombre d'analyses	Cas inquiétants		Observations
		Nombre	%	
État de santé de l'huile				
Rigidité diélectrique	337	158	46,88%	46,88% d'échantillons d'huiles analysés dans ce groupe présentent des valeurs de rigidité en dessous de la limite admise
Teneur en eau	292	47	16%	16% des analyses faites présentent un problème de teneur en eau
IFT	345	15	4,34%	Ces transformateurs présentent très peu de problèmes d'oxydation ou de présence de boue.
Acidité	344	3	0,8%	
Gaz de défauts				
États des défauts	804	D1	1%	Décharges de faible énergie : causées par des étincelles ou arcs électriques entre les mauvaises connexions.
		D2	3%	Décharges de forte énergie: Courts circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements...
		T1 t< 300°C	1%	Défaut thermique: Surchauffe du transformateur, problème de circulation de l'huile dans les enroulements, flux de fuite...
		T2 t∈]300°C, 700°C[	3%	Défaut thermique : Contacts défectueux entre connexions boulonnées, contacts glissants...
		T3	85%	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, courts circuits dans les joints des tôles, créant une surchauffe de l'huile
		DT	7%	Défauts indéterminés entre défauts électriques et défauts thermiques

Ce tableau révèle un fort pourcentage d'analyses indiquant les défauts thermiques, et un pourcentage de valeurs de la rigidité électrique de 47% en dessous de la limite.

Tableau 4.15 : Analyse statistique de chaque gaz de défauts et de l'état du papier du groupe 3.

Paramètres	État bon	% État Moyen	% État Mauvais	% État Vulnérable	Observations (804 analyses)
H2	672	129	01	02	Indicateur d'arc électrique (Défaut de type D1)
	83,58%	16%	0,12%	0,24%	
CH4	750	42	08	04	Indicateur de présence possible d'étincelles dans la cuve
	93,28%	2,22%	0,99%	0,49%	
C2H2	803	00	00	01	Indicateur d'arc électrique
	99,87%	00%	00%	0,12%	
C2H4	588	150	12	54	Indicateur d'un défaut thermique due à une surchauffe sévère provoquant la décomposition de l'huile
	73,13%	18,65%	1,49%	6,71%	
C2H6	780	07	03	14	Indicateur d'une surchauffe locale dans l'huile
	97%	0,87	0,37%	1,74%	
CO	160	78	554	12	Indicateur de défaut thermique, en particulier lorsque que le papier est impliqué. État moyen
	19,90%	9,70%	68,90%	1,49%	
CO2/CO	60	394	223	127	Indicateur de l'implication du papier dans la carbonisation (défaut thermique)
	7,46%	49%	27,73	15,79%	
TDCG	231	557	09	07	Indicateur de production de gaz combustible. Donne l'alarme pour d'autres investigations.
	28,73%	69,27%	1,117%	0,87	
État du papier (46)					
2FAL	25	02	02	17	Indicateur de la décomposition du papier. Donne une idée de l'état du papier.
	54,34%	4,34%	4,34%	36,95%	

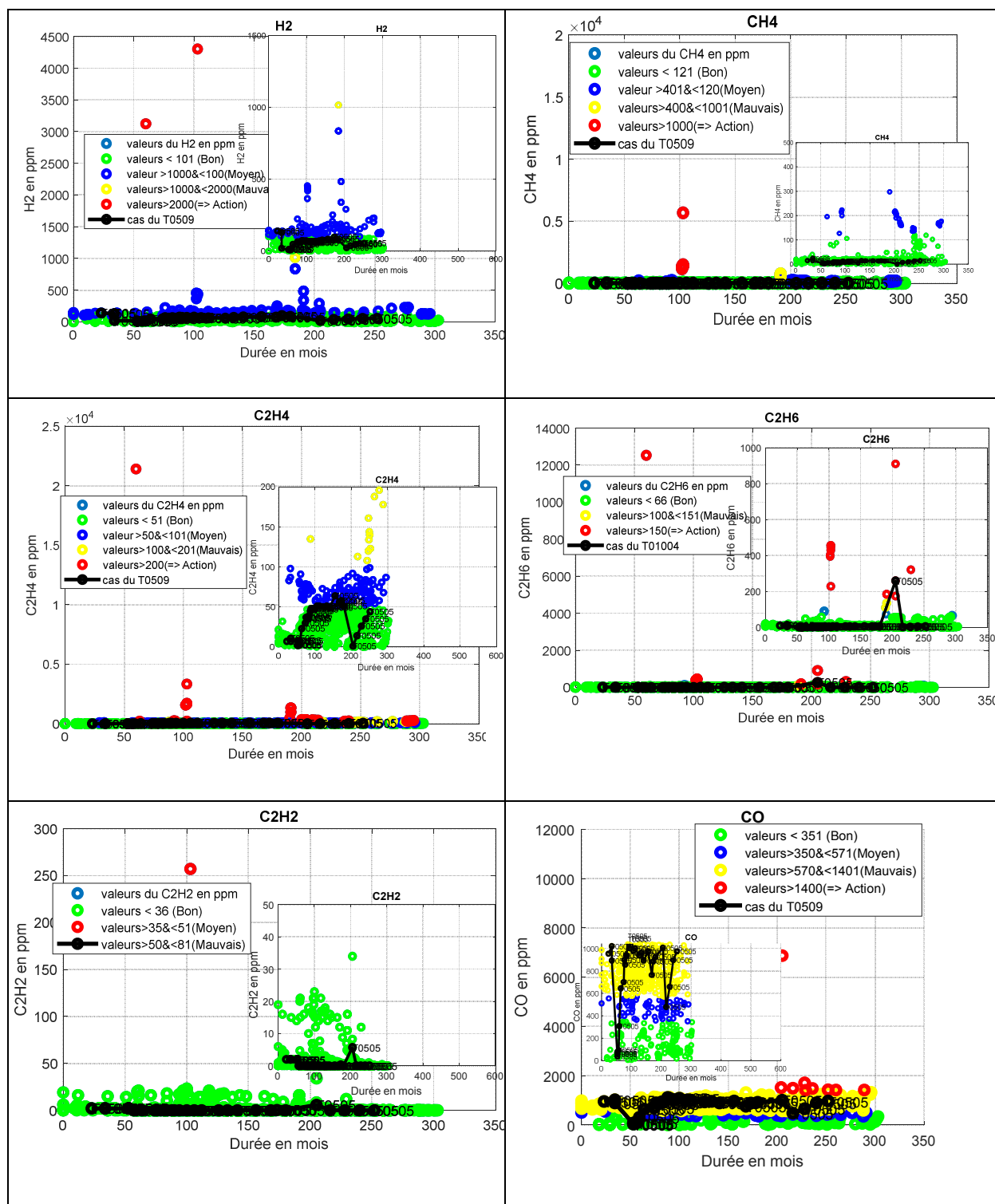


Figure 4.15 : Illustration de l'état des analyses des gaz combustibles du groupe 3.

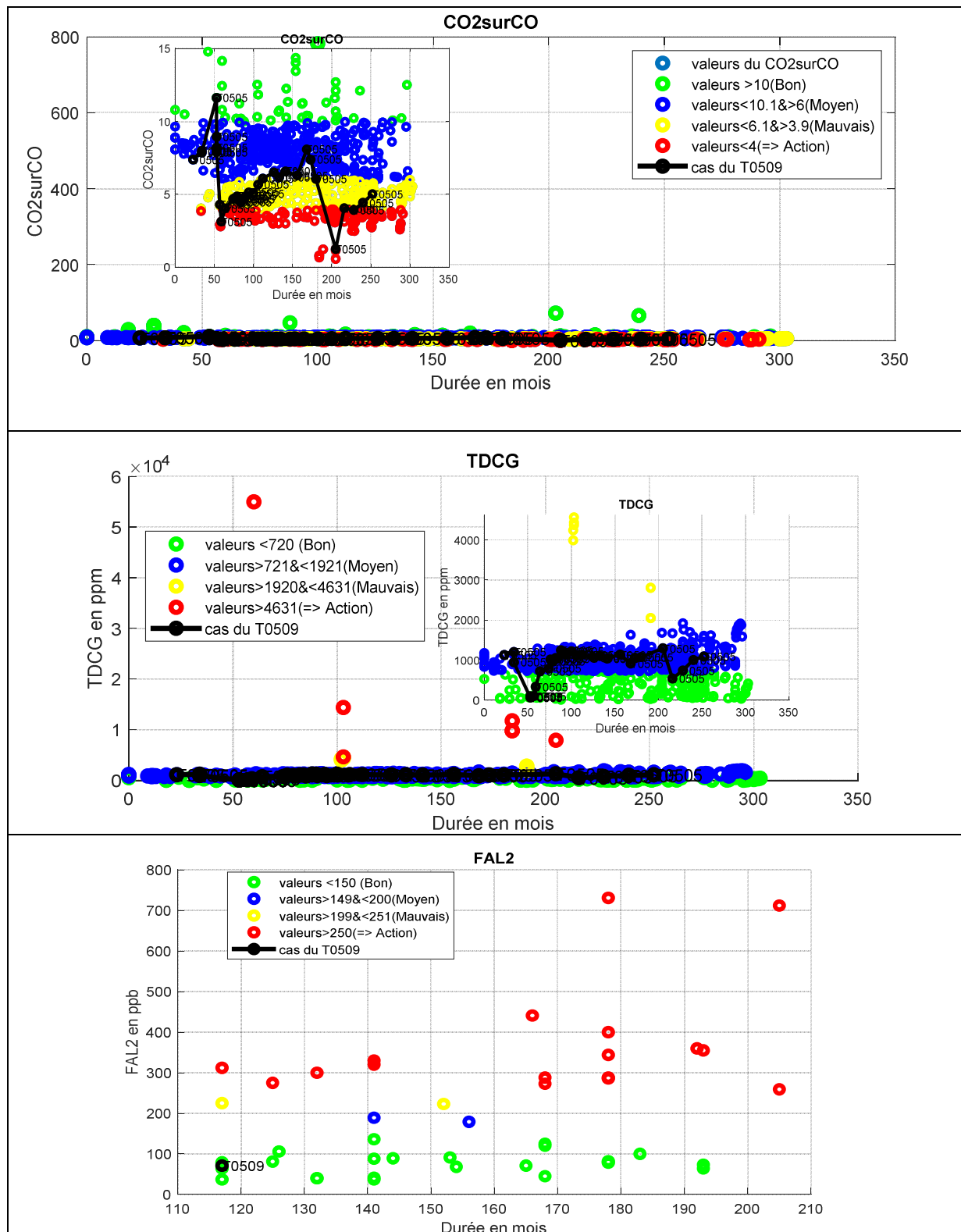


Figure 4.16 : Illustration de l'état des paramètres CO2/CO, TDCG et 2FAL du groupe 3.

➤ Conclusion de l'analyse du groupe 3

Ce groupe de transformateurs présente 46,88 % des valeurs de la rigidité diélectrique au-dessus de la limite admise. Ce qui s'explique par un problème autre que la teneur en eau qui est de 16%. Des particules présentes dans l'huile sont responsables de cet état. Le taux de défaut thermique du type T3 est de 85 %, révélant ainsi un problème de surchauffe dans la cuve.

4.3.2.4 Analyse des transformateurs du Groupe 4: Transformateurs site de la Chute à Savane caractéristiques, 161kV, 20MVA, mis en service en 1953.

Ce groupe est constitué de 16 transformateurs de tension de sortie 161kV, mis en service en 1953 et fonctionnant dans le site de Chute à Savane ayant une puissance de production de 210MW. L'analyse qui suit, présente les caractéristiques de tous les paramètres enregistrés pendant la période de maintenance couverte par cette étude.

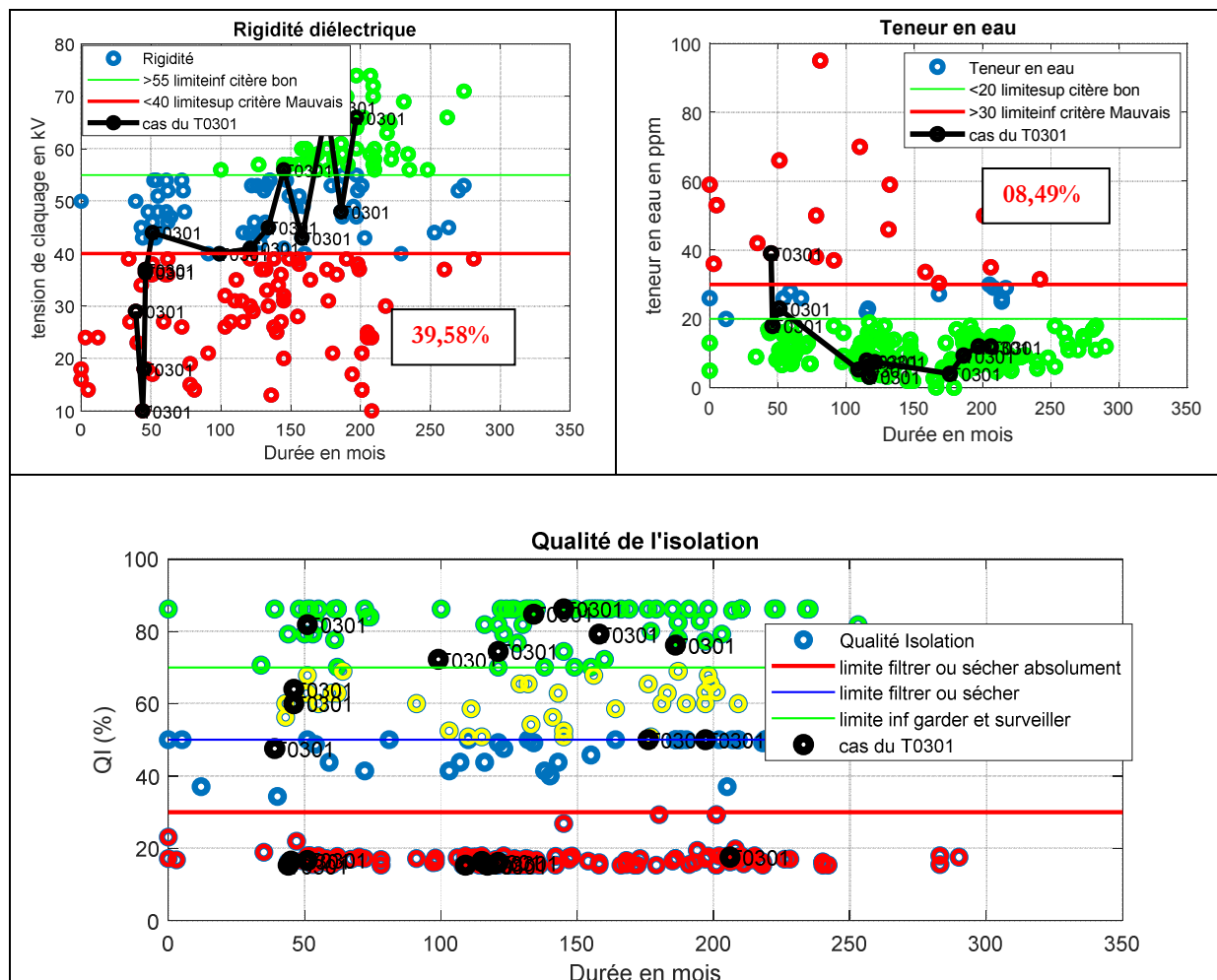


Figure 4.17 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe 4

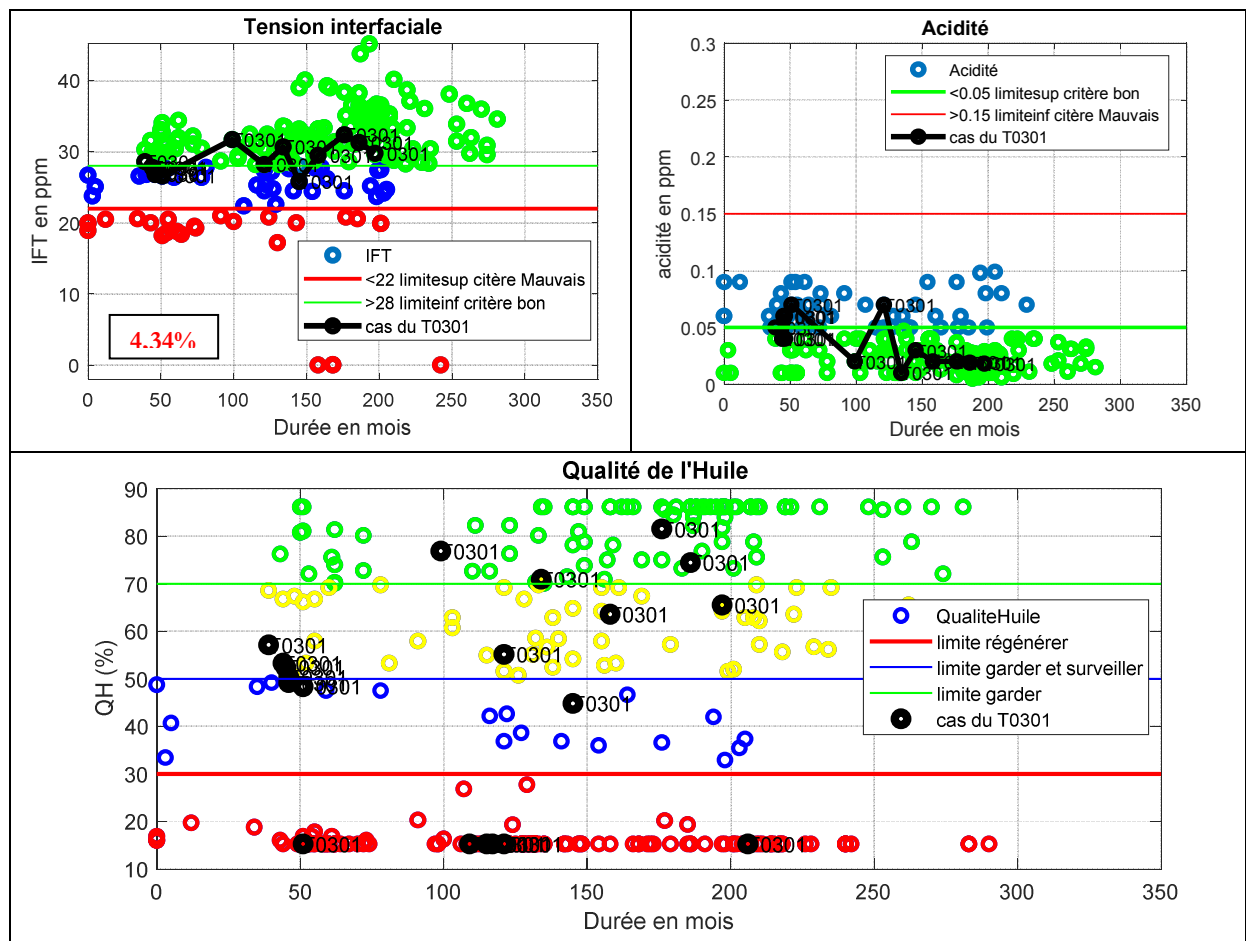


Figure 4.18 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe4.

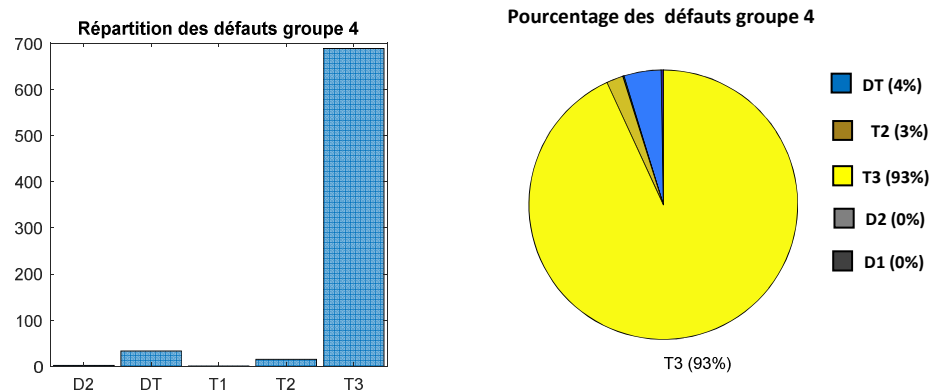


Figure 4.19 : Statistique des défauts obtenus par le classifieur Bayésien sur les transformateurs du groupe 4.

Tableau 4.16 : Analyse statistique des défauts des transformateurs du groupe 4.

Paramètres	Nombre d'analyses	Cas inquiétants		Observations
		Nombre	%	
État de santé de l'huile				
Rigidité diélectrique	192	76	39,58%	39,58% d'échantillons d'huiles analysés dans ce groupe présentent des valeurs de rigidité en dessous de la limite admise
Teneur en eau	212	18	8,49%	8,49% des analyses faites présentent un problème de teneur en eau
IFT	199	26	13,06%	Ces transformateurs présentent très peu de problème d'oxydation ou de présence de boue.
Acidité	190	0	00%	
Gaz de défauts				
États des défauts	740	D1	0%	Décharges de faible énergie : causées par des étincelles ou arcs électriques entre les mauvaises connexions.
		D2	0%	Décharges de forte énergie: Courts circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements...
		T1 t< 300°C	0%	Défaut thermique: Surchauffe du transformateur, problème de circulation de l'huile dans les enroulements, flux de fuite...
		T2 t∈]300°C, 700°C[	3%	Défaut thermique: Contacts défectueux entre connexions boulonnées, contacts glissants...
		T3	93%	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, courts circuits dans les joints des tôles, créant une surchauffe de l'huile
		DT	4%	Défauts indéterminés entre défauts électriques et défauts thermiques

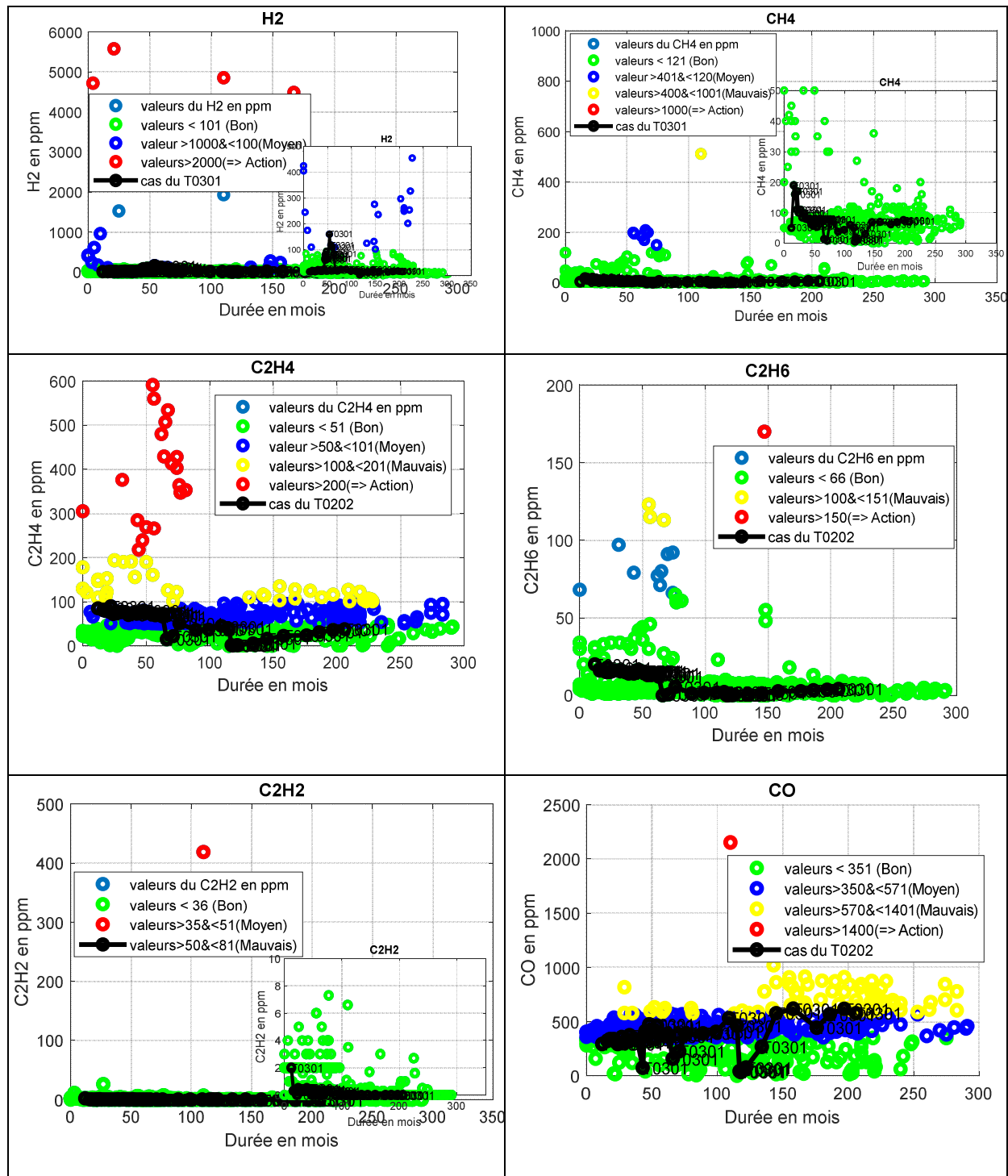


Figure 4.20 : Illustration de l'état des analyses des gaz combustibles du groupe 4.

Tableau 4.17 : Analyse statistique de chaque gaz de défauts et de l'état du papier du groupe 4.

Paramètres	État bon	% État Moyen	% État Mauvais	% État Vulnérable	Observations (804 analyses)
H2	705	27	04	04	Indicateur d’arc électrique (Défaut de type D1)
	95,27%	3,64%	0,54%	0,54%	
CH4	732	07	01	00	Indicateur de présence possible d’étincelles dans la cuve
	98,91%	0,94%	0,13%	00	
C2H2	739	00	00	01	Indicateur d’arc électrique
	99,86%	00%	00%	0,94%	
C2H4	431	252	36	21	Indicateur d’un défaut thermique du à une surchauffe sévère provoquant la décomposition de l’huile
	58,24%	34%	4,86%	2,83%	
C2H6	727	09	03	01	Indicateur d’une surchauffe locale dans l’huile
	9,24%	2,21	0,40%	0,13%	
CO	218	445	76	01	Indicateur de défaut thermique, en particulier lorsque le papier est impliqué.
	29,45%	60,13%	10,27%	0,13%	
CO2/CO	173	442	105	20	Indicateur de l’implication du papier dans la carbonisation (défaut thermique)
	23,37%	59,72%	14,18	11,86%	
TDCG	649	83	04	04	Indicateur de production de gaz combustible. Donne l’alarme pour d’autres investigations.
	87,70%	11,21%	0,54%	0,54%	
État du papier (75)					
2FAL	59	05	04	7	Indicateur de la décomposition du papier. Donne une idée de l’état du papier.
	78,66%	6,67%	5,33%	9,33%	

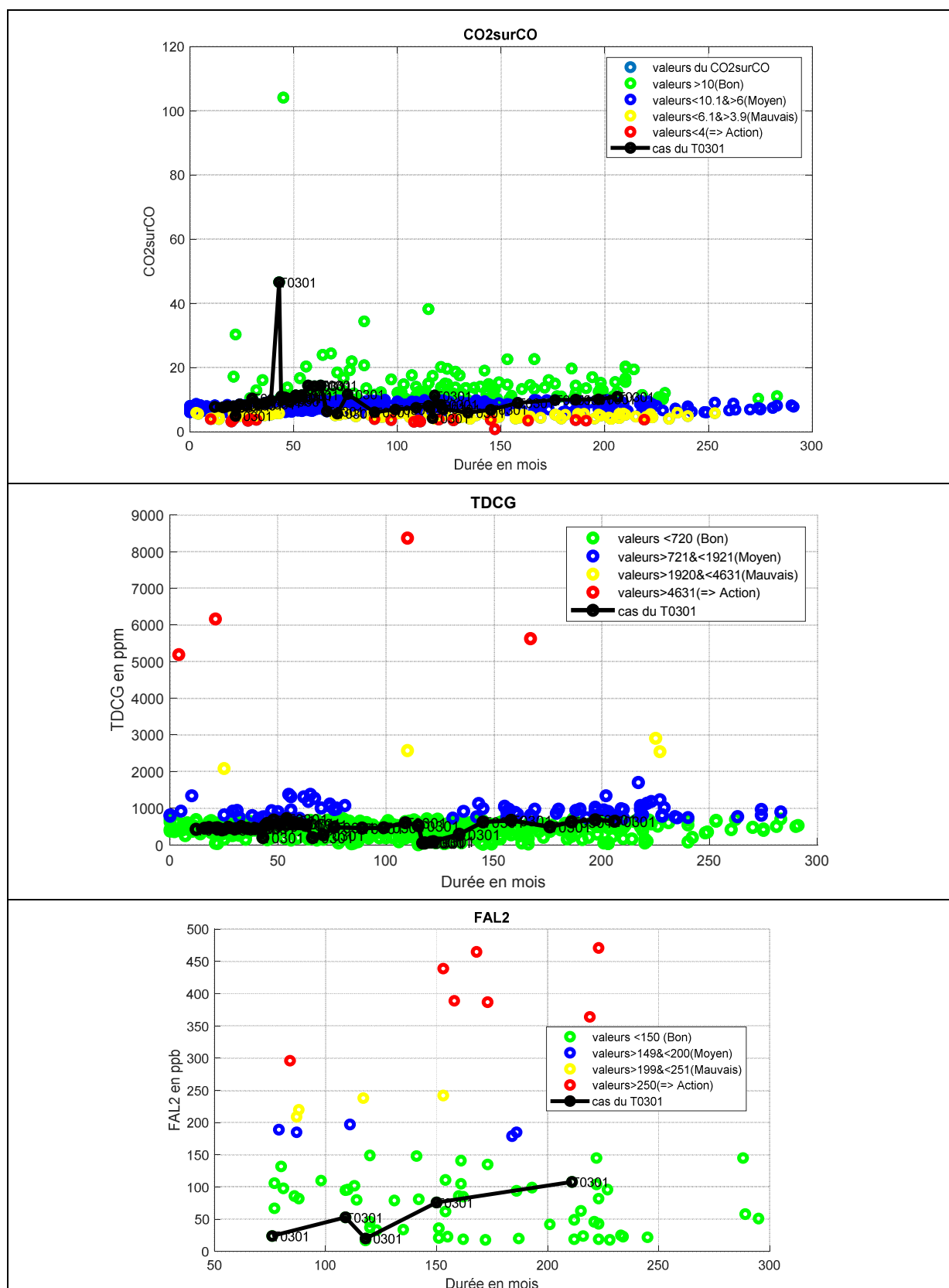


Figure 4.21 : Illustration de l'état des paramètres CO2/CO, TDCG et 2FAL du groupe 4.

➤ Conclusion de l'analyse du groupe 4

Ce groupe de transformateurs présente un état de défaut du type T3 de 93 % des analyses faites sur la période d'étude. La rigidité diélectrique indique un taux de 39,58% pour un taux de teneur en eau de 8,49%. Une fois de plus on observe que la raison de dégradation de la qualité de l'isolation n'est seulement due à la teneur en eau, mais certainement à la présence des particules dans l'huile.

4.3.2.5 Analyse des transformateurs du Groupe 5: Transformateurs site de la Chute des Passes de caractéristiques, 345kV, mis en service en 1959.

Cette centrale délivre une puissance de 750MW. 15 transformateurs du groupe WEST sont à l'étude dans ce groupe. Pour ce groupe en particulier, compte tenue du niveau de tension de ces transformateurs, le critère de l'appréciation "Excellente" de la tension de claquage diélectrique est fixé à 55kV, contrairement à celui des autres transformateurs qui était à 50 kV, compte tenue de leur niveau tension.

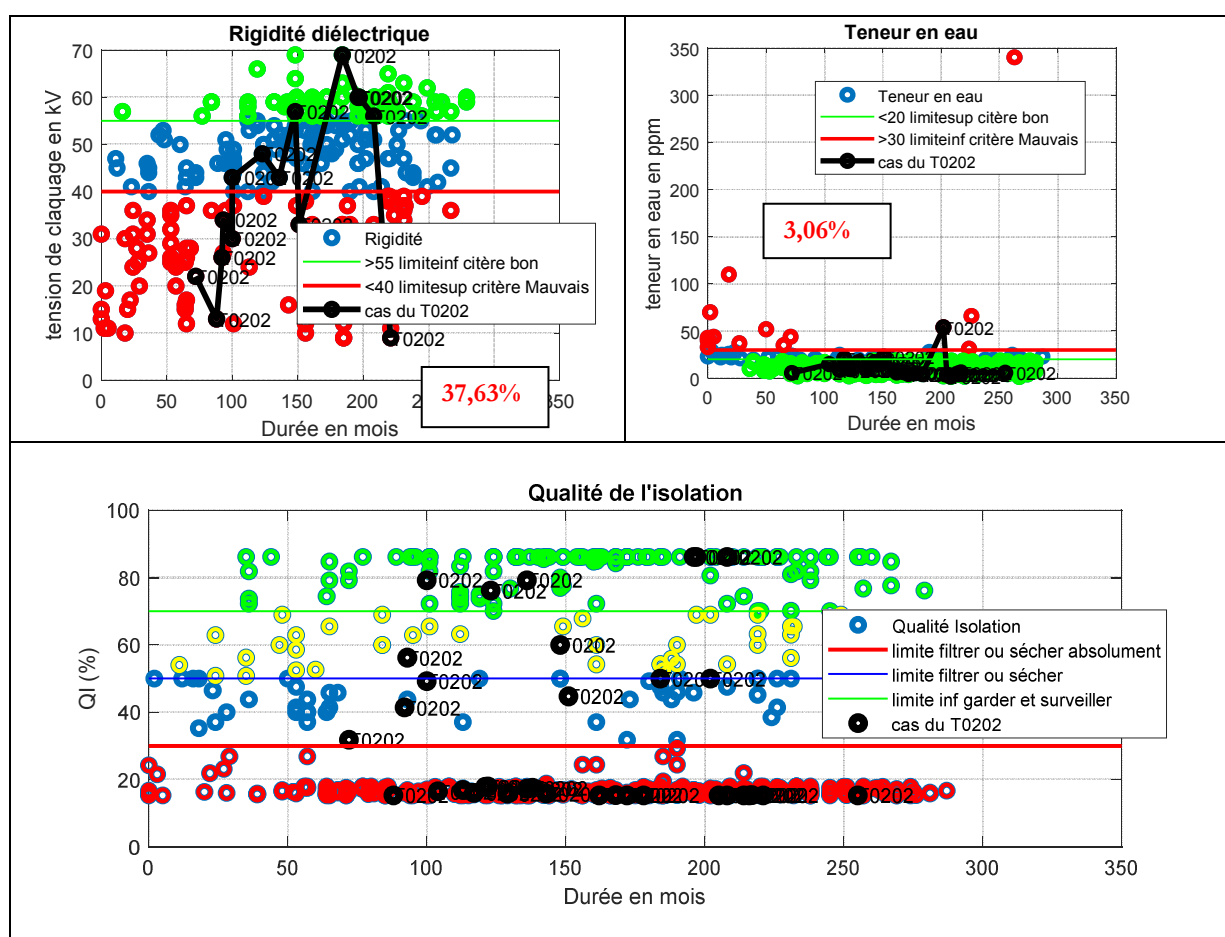


Figure 4.22 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe 5.

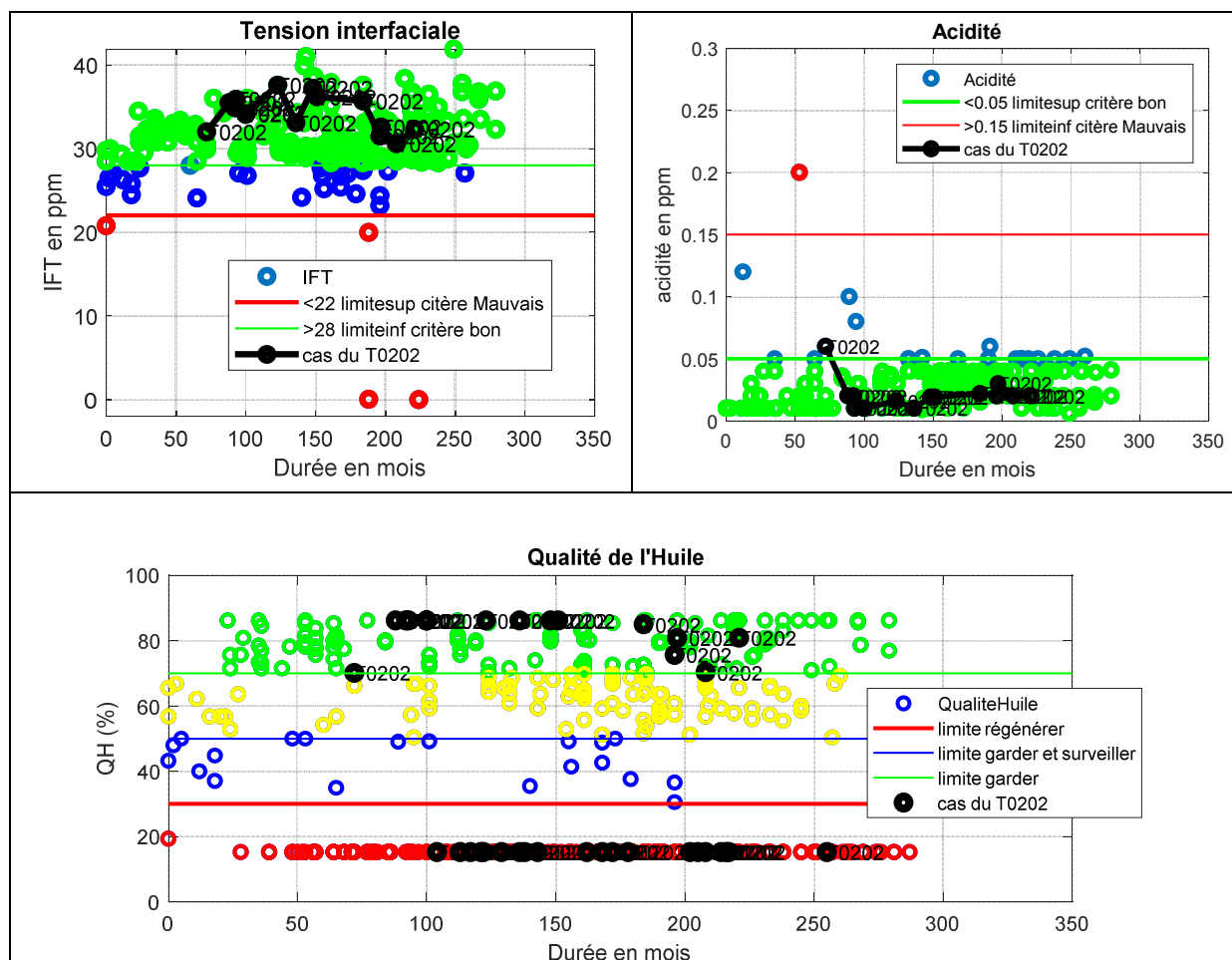


Figure 4.23 : État des différentes analyses de la qualité de l'huile des transformateurs du groupe5.

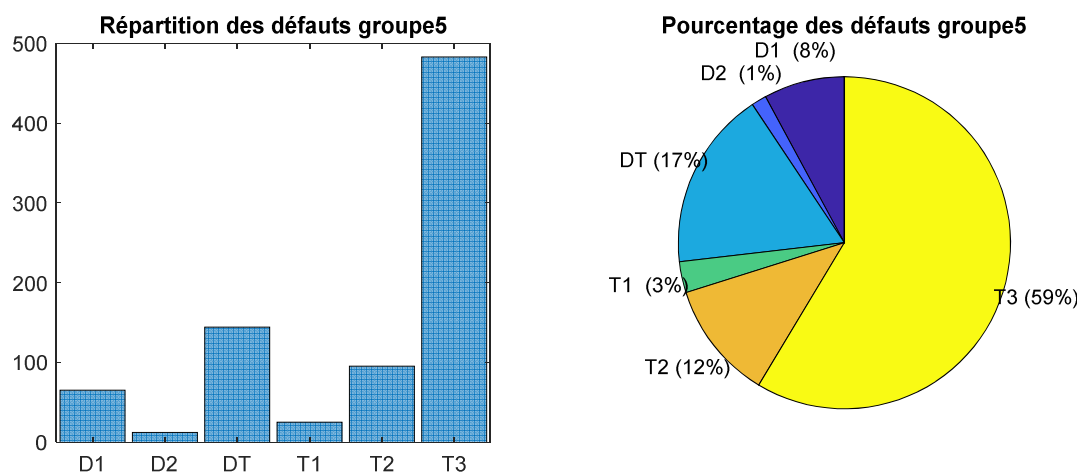


Figure 4.24 : Statistique des défauts obtenus par le classifieur Bayésien sur les transformateurs du groupe 5.

Tableau 4.18 : Analyse statistique des défauts des transformateurs du groupe 5

Paramètres	Nombre d'analyses	Cas inquiétants		Observations
		Nombre	%	
État de santé de l'huile				
Rigidité diélectrique	279	105	37,63%	37,63% d'échantillons d'huiles analysés dans ce groupe présentent des valeurs de rigidité en dessous de la limite admise
Teneur en eau	457	14	3,06%	3,06% des analyses faites présentent un problème de teneur en eau
IFT	280	04	1,42%	Ces transformateurs présentent très peu de problèmes d'oxydation ou de présence de boue.
Acidité	277	02	0,72%	
Gaz de défauts				
États des défauts	824	D1	8%	Décharges de faible énergie : causées par des étincelles ou arcs électriques entre les mauvaises connexions.
		D2	1%	Décharge de forte énergie: Courts circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements...
		T1 t< 300°C	3%	Défaut thermique: Surchauffe du transformateur, problème de circulation de l'huile dans les enroulements, flux de fuite...
		T2 t∈]300°C, 700°C[	12%	Défaut thermique: Contacts défectueux entre connexions boulonnées, contacts glissants...
		T3	59%	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, courts circuits dans les joints des tôles, créant une surchauffe de l'huile
		DT	4%	Défauts indéterminés entre défauts électriques et défauts thermiques

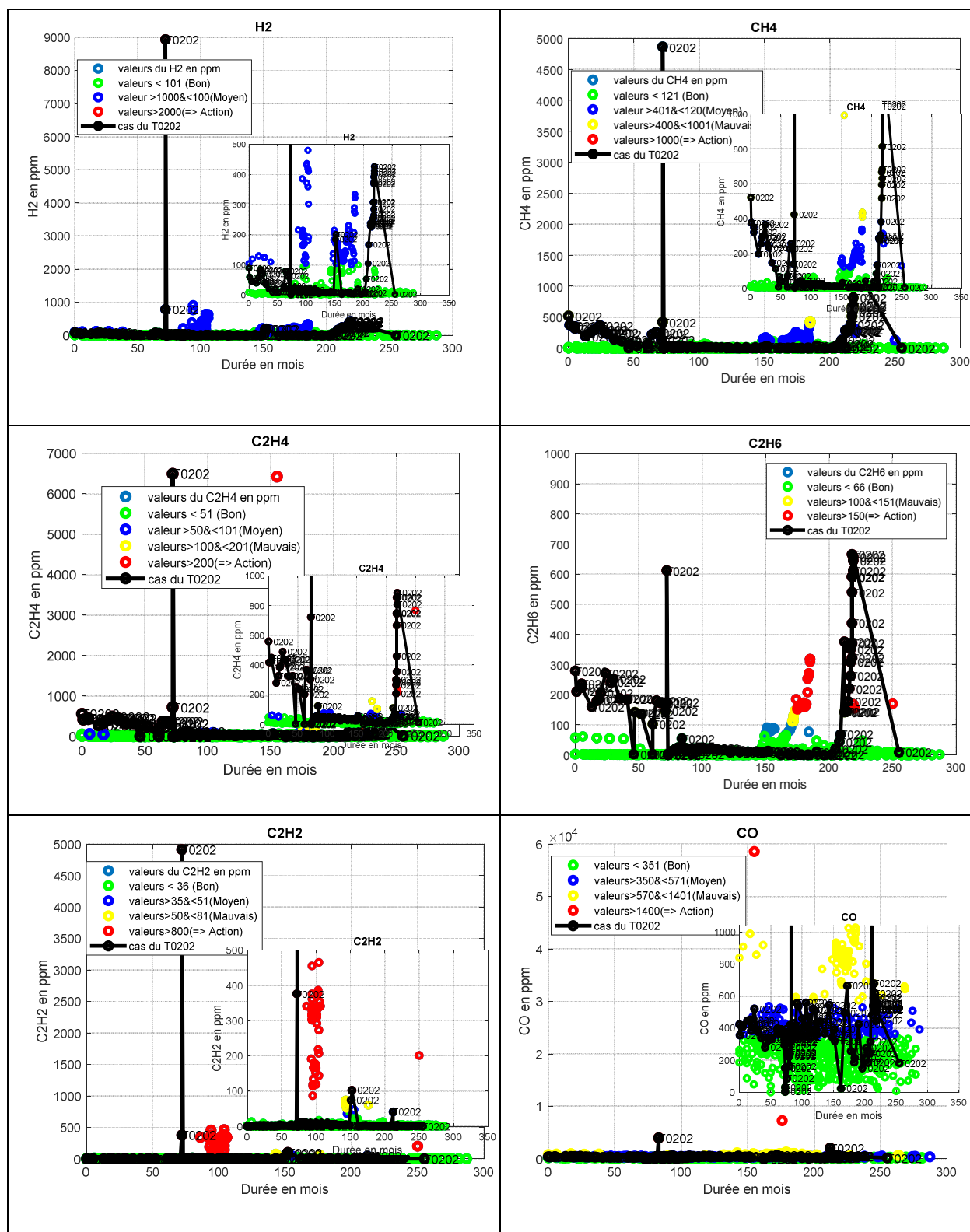


Figure 4.25 : Illustration de l'état des analyses des gaz combustibles du groupe 5.

Tableau 4.19 : Analyse statistique de chaque gaz de défauts et de l'état du papier du groupe 5.

Paramètres	État bon	% État Moyen	% État Mauvais	% État Vulnérable	Observations (824 analyses)
H2	684	139	00	01	Indicateur d’arc électrique (Défaut de type D1)
	83,27%	16,86%	00%	0,12%	
CH4	742	61	13	08	Indicateur de présence possible d’étincelles dans la cuve
	90,41%	7,40%	1,57%	0,97%	
C2H2	757	03	07	57	Indicateur d’arc électrique
	91,86%	0,36%	0,84%	6,91%	
C2H4	711	68	06	39	Indicateur d’un défaut thermique due à une surchauffe sévère provoquant la décomposition de l’huile
	88,28%	8,25%	0,72%	4,73%	
C2H6	737	16	15	56	Indicateur d’une surchauffe locale dans l’huile
	89,44%	1,94%	1,82%	6,79%	
CO	516	215	89	04	Indicateur de défaut thermique, en particulier lorsque le papier est impliqué.
	62,62%	26%	10,80%	0,48%	
CO2/CO	478	290	44	12	Indicateur de l’implication du papier dans la carbonisation (défaut thermique)
	58%	35,19%	5,33%	1,45%	
TDCG	662	139	20	03	Indicateur de production de gaz combustible. Donne l’alarme pour d’autres investigations.
	80,33%	16,86%	2,42%	0,36%	
État du papier (71)					
2FAL	66	05	00	00	Indicateur de la décomposition du papier. Donne une idée de l’état du papier.
	92,95%	7,04%	00%	00%	

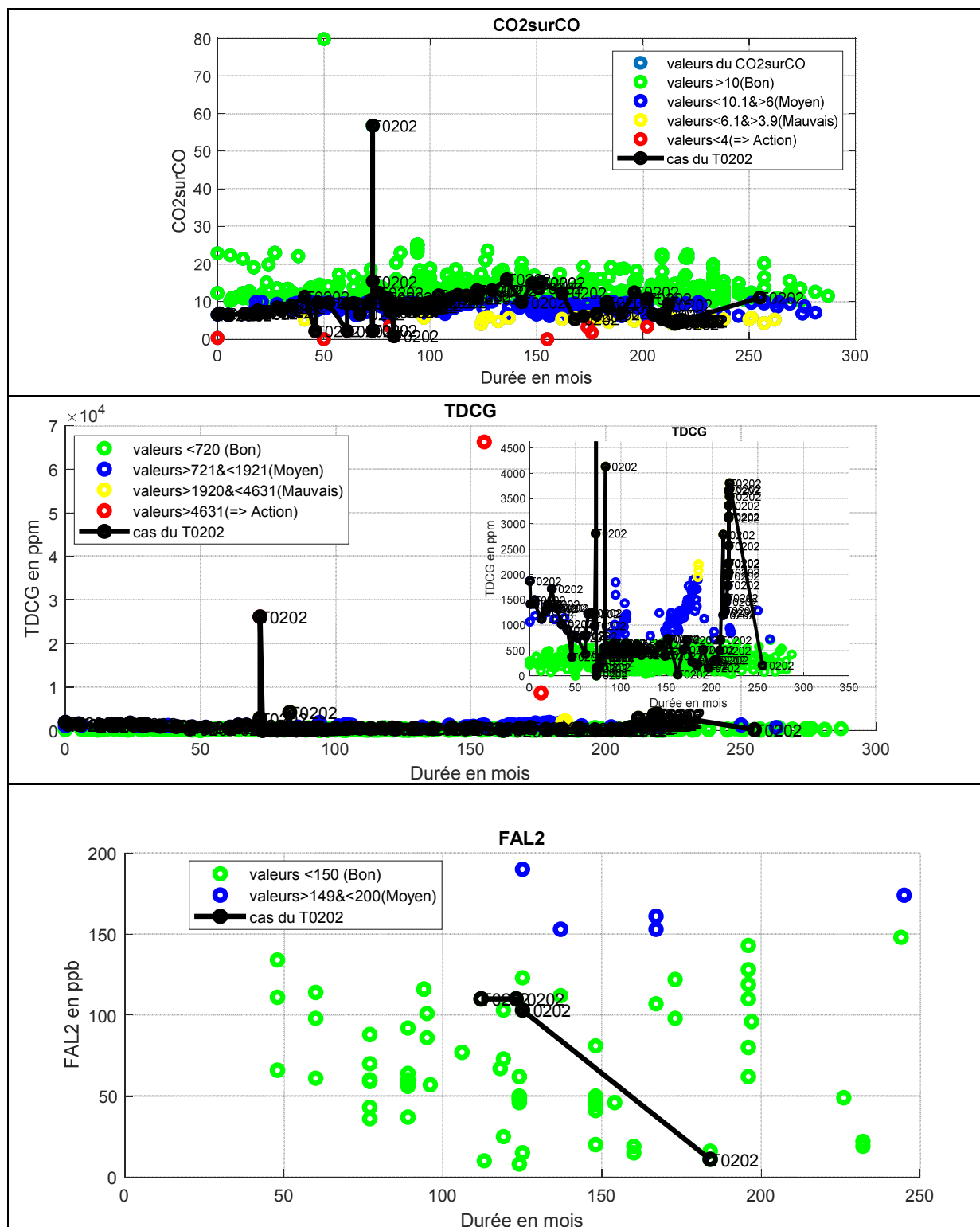


Figure 4.26 : Illustration de l'état des paramètres CO2/CO, TDCG et 2FAL du groupe 4.

➤ Conclusion de l'analyse du groupe 5

Les transformateurs de ce groupe présentent de manière générale un taux de défauts faible par rapport aux autres. Bien que les critères de fiabilité au niveau du diélectrique soient plus rigoureux compte tenu du niveau de tension (345kV), on enregistre un taux de valeurs en dessous de la limite de 37,63%, avec un taux des valeurs de la teneur en eau de 3,06 %. Une fois de plus, cela est dû à la présence des particules dans la cuve. Le taux de défauts du type T3 qui indique une surchauffe est de 59 %, et celui du type T2 de 12%. À la fin de la période d'étude, ces transformateurs avaient atteint 50 ans de fonctionnement. L'état du papier n'était pas inquiétant.

4.3.3 Conclusion de l'évaluation de l'état des transformateurs des différents groupes

Le tableau 4.20 ci-dessous présente un aperçu de l'analyse faite. Les taux des valeurs inquiétantes des indicateurs à surveiller sont présentés. Les valeurs considérées comme inquiétantes dans ce tableau représentent la somme des pourcentages des valeurs à partir du critère "mauvais" dans les tableaux précédents

Tableau 4.20 : Récapitulatif des résultats de l'évaluation faite sur chaque groupe.

Indicateurs	Groupe1		Groupe2		Groupe3		Groupe4		Groupe5	
	Bon	Inquiétant	Bon	Inquiétant	Bon	Inquiétant	Bon	Inquiétant	Bon	Inquiétant
Rigidité	54	46	49,12	50,8	53,12	46,88	69,42	30,58	62,37	37,63
Teneur en eau	89,41	10,59	75,23	24,77	84	16	91,51	8,49	96,94	3,06
CO	18,48	53,97	14,95	68,3	19,90	70,39	29,45	10,4	62,62	11,28
CO/CO2	14,60	36,53	6,44	40,08	7,46	43,54	23,37	26,04	58	6,78
Défaut T3	18%	83	25	75	15	85	17	93	41	59
TDCG	55,26	2,89	25,98	4,11	28,73	1,98	87,70	1,08	80,33	2,78
2FAL	77,23	12,92	26	46	54,3	41,29	78,66	14,66	92,45	00

Il ressort de ce tableau que ces transformateurs présentent pour la plupart, un problème d'isolation dû à la mauvaise tenue diélectrique. En observant la teneur en eau, il apparaît qu'elle n'est pas la cause directe de la mauvaise tenue diélectrique. Il est fortement possible que dans ces transformateurs, il y ait une présence de particules. Cela peut être dû à l'état vieillissant des parties actives, dont les parois se décaperent en rejetant des particules dans l'huile.

Il est aussi possible cela soit favorisé par le vieillissement des différents joints dans la cuve, la circulation des courants qui crée des échauffements et une surchauffe indiquée par les défauts du type T3.

On peut donc conclure cette analyse en remarquant que les transformateurs vieillissants sont exposés aux problèmes de surchauffe créés par la circulation des courants dans la structure du

noyau. L'état des parties actives, enroulement et noyau magnétique devrait préoccuper les gestionnaires de ces transformateurs. Un plan de charge réduit devrait leur être appliqué. L'huile devrait être filtrée selon une programmation qui tient compte de la politique économique des entreprises de gestion de ces transformateurs.

4.4 Organigramme de l'évaluation de l'état des transformateurs à partir des analyses d'huile.

Dans le paragraphe précédent, une évaluation de l'état de santé des transformateurs âgés a été faite, dans le but d'identifier les comportements liés à leur état vieillissant. L'évaluation faite s'est appuyée sur des indicateurs qui permettent très rapidement de déceler un problème de santé de ces transformateurs.

Nous proposons, à présent, un organigramme qui généralise l'évaluation de l'état de santé d'un transformateur. Celui-ci présente une démarche progressive plus simple que celle proposée par les normes et guides de maintenance présentés en annexe. Cette démarche permet d'évaluer l'état du transformateur à travers:

- L'évaluation des défauts par le classifieur construit au chapitre 3, qui permet de faire une identification d'un défaut naissant par analyse des gaz combustibles dissous dans l'huile;
- L'évaluation de l'état de santé de l'huile à travers les deux indicateurs qui permettent d'avoir la qualité d'isolation de l'huile et son état d'oxydation. Des mesures appropriées sont proposées;
- L'évaluation de l'état du papier et de son implication dans les défauts détectés.

Cette approche permet de suivre l'état du transformateur en identifiant après chaque analyse, la prochaine étape d'investigation et les mesures à envisager.

À partir des concentrations des gaz obtenus par chromatographie, il est possible :

- De déclencher la recherche d'un éventuel défaut qui s'annonce (entrée **A** de l'organigramme). On fait donc appel au classifieur construit qui détecte le type de défaut dont la signature est le niveau des concentrations et le type des gaz à l'entrée. En fonction du type de défaut détecté, l'investigation peut se poursuivre :
 - avec l'analyse des gaz individuellement, afin de découvrir la cause exacte du défaut;
 - avec la vérification du monoxyde de carbone (CO), ce qui se fait d'ailleurs systématiquement. À ce niveau on pourrait déboucher à la vérification de l'état de santé de l'huile

à travers les indicateurs QI et QH. Les différentes actions proposées à ce niveau sont de deux ordres. Lorsque l'état de santé de l'huile est jugé douteux en termes d'isolation ou d'oxydation, des actions de vérification de la cause de cet état doivent être enclenchées, comme indiqué dans la figure 4.27. Le transformateur peut être ménagé prévisionnellement afin de préparer une action et éviter une défaillance.

- Avec la recherche de l'implication du papier dans le défaut, ce qui pourrait tout aussi déboucher à la vérification des furanes, pour interroger l'état du papier.

- De procéder à l'analyse du taux des gaz combustibles à partir du TDCG (entrée **B**). À ce niveau, l'investigation a souvent recours à d'autres échantillons d'huile pour la confirmation de l'état gazeux du transformateur. On vérifie généralement à ce niveau, le taux de production des gaz par jour et même la vitesse de production de ces gaz. L'investigation peut alors prendre le même chemin que celui énoncé dans le point précédent.

- De vérifier systématiquement le monoxyde de carbone (CO) (entrée **C**) et d'enclencher la vérification de l'état de l'huile. Il faut signaler ici que dans une stratégie de maintenance correcte, la vérification de tous ces paramètres rentre dans un plan de maintenance systématique. Les analyses relatives à la connaissance de l'état d'isolation et de l'état d'oxydation de l'huile sont programmées avec une fréquence indiquée par les normes [17], [63].

- De vérifier le rapport CO₂/CO (entrée **D**). Ce rapport indique une probable implication du papier dans le défaut détecté. Il doit être compris entre 10 et 3 pour des valeurs normales.

L'une des particularités importantes de cet organigramme est la proposition à chaque fois de l'action de maintenance à envisager. Il faut noter qu'elle s'intègre dans une approche globale de maintenance préventive très importante dans la gestion des transformateurs âgés. Il existe d'autres indicateurs qu'on pourrait interroger. Notamment, la couleur de l'huile, qui se vérifie d'ailleurs en même temps qu'on envoie des échantillons d'huile au laboratoire pour les tests physico-chimiques. Mais l'organigramme propose une approche simple et efficace applicable avec les paramètres qui s'obtiennent facilement. Les mesures électriques et d'autres mesures qu'on enclenche lorsque le transformateur est en arrêt ne sont pas intégrées dans cette approche.

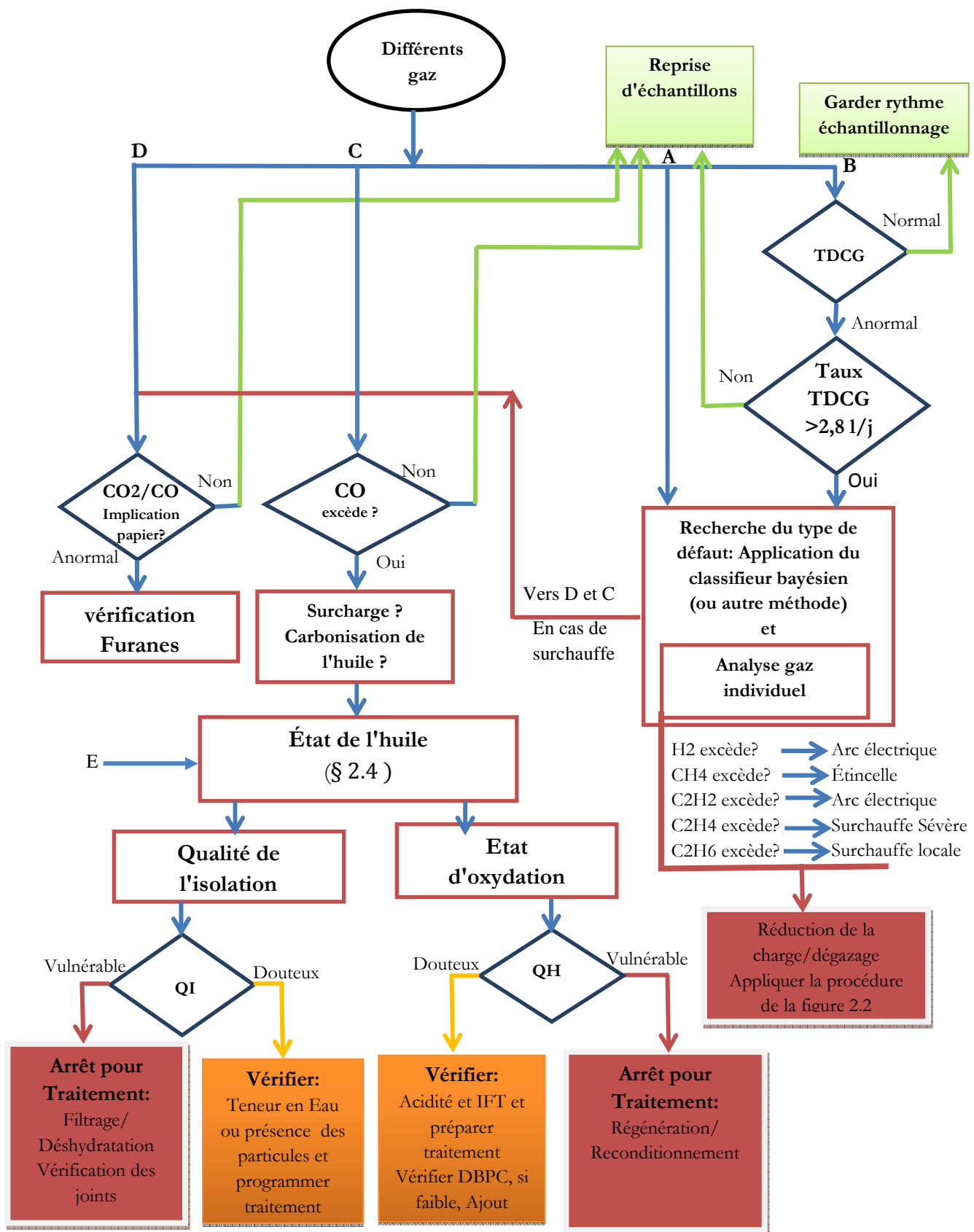


Figure 4.27 : Organigramme simplifié généralisant l'évaluation des transformateurs de puissance.

4.5 Conclusion du chapitre

Ce chapitre a présenté une analyse des transformateurs de la base de données à l'étude dans cette thèse. Cette analyse montre que l'huile de ces transformateurs âgés révèle un problème d'isolation. Celui-ci peut s'expliquer par la présence des particules qui seraient liées à la dégradation des parois internes du transformateur. Le défaut thermique du type T3 est très présent dans tous les groupes de transformateurs étudiés. Il est possible que ce défaut ait un rapport avec les courts-circuits dans les joints. Ceux-ci entraînent l'échauffement de l'huile. Contrairement à ce qui pourrait être attendu, l'état du papier évalué à travers l'analyse furanique en particulier la composée 2FAL, n'est pas très inquiétant. Ce chapitre présente aussi un organigramme généralisant l'évaluation des transformateurs. Cet organigramme intègre les paramètres d'évaluation de l'état de santé de l'huile et propose l'utilisation du classifieur Bayésien pour détecter les types de défauts à partir des concentrations des gaz dissous dans l'huile. Il propose aussi l'utilisation des indicateurs QI et QH, avec lesquelles on a une idée de la capacité de l'huile à jouer deux de ses rôles importantes dans le transformateur: l'isolation et le refroidissement.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Ce mémoire de thèse de doctorat a présenté mes travaux effectués au laboratoire Ampère de l'université de Lyon.

Ces travaux avaient pour objectif d'exploiter une base de données constituée de l'historique de maintenance des transformateurs âgés afin de comprendre leur comportement et d'en tirer des enseignements en termes de maintenance. Nous avons suivi une démarche qui s'est appuyée sur les méthodes de fouilles de données, en particulier les méthodes de classification. Les transformateurs étudiés sont des transformateurs de puissance à bain d'huile.

À travers deux exemples, nous avons appliqué les méthodes de classification non supervisées. Dans le premier exemple, nous avons reconstruit le passé d'un transformateur en retrouvant les défauts qui ont marqué ses périodes de fonctionnement. L'outil déployé dans ce cas a été la méthode des k-moyennes. Dans la pratique de maintenance des transformateurs, la connaissance des défauts associés à certaines périodes peut être utile dans la programmation du plan de charge du transformateur, ou dans l'analyse des événements extérieurs au transformateur survenus à ces périodes. Cette application peut s'avérer utile dans la gestion des transformateurs. Dans un deuxième exemple, les transformateurs présentant des défauts ont été regroupés, afin de hiérarchiser selon la criticité de leur défaut, les actions de maintenance à entreprendre. La méthode des C-moyennes floues utilisée dans ce cas a permis de regrouper les transformateurs présentant des similarités de défaut. Cette approche peut être utile dans la programmation et la planification de la maintenance. Il est possible d'ailleurs d'ajouter au vecteur de forme d'autres paramètres à caractère économique.

Dans l'application des méthodes de classification supervisée, la validité des classes obtenues doit être vérifiée. Il existe plusieurs méthodes pour le faire. Nous avons appliqué les critères de Silhouette et de Davies-Bouldin, simples à mettre en œuvre. L'interprétation des classes obtenues a été satisfaisante.

L'application des méthodes de classification supervisée nous a conduit à construire deux classifieurs (le classifieur Bayésien et le classifieur des *kppv*). Ces classifieurs ont présenté un meilleur taux de classification que les méthodes standards telles que le triangle de Duval, les méthodes de Rogers, de Doernenburg et celles des gaz clés. Le classement a consisté, pour une nouvelle donnée, à trouver la classe correspondant à la signature de la donnée (concentrations des gaz constituant les composantes de la donnée). Ceci revenait formellement à l'identification et la

détection du défaut porté par la donnée constitué des concentrations de gaz. L'apprentissage et la validation de ces classificateurs ont été faits sur une base CIGRE de données étiquetées.

Une approche d'évaluation de l'état des transformateurs a été proposée dans ce travail. Elle utilise deux nouveaux indicateurs qui permettent de contrôler l'état de santé de l'huile (QH et QI), en vérifiant directement son rôle d'isolation et, indirectement celui de refroidissement. Cette approche dérive de l'exploitation des données de maintenance des transformateurs en notre possession. Ces indicateurs ont été construits à partir des paramètres de base que sont la rigidité diélectrique et la teneur en eau pour la qualité de l'isolation, et la tension interfaciale (IFT) et l'acidité pour la vérification de l'état d'oxydation de l'huile. L'obtention de ces indicateurs a été mise en œuvre dans la plate-forme ANFIS intégrée dans Matlab@Mathworks. L'ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System) est la combinaison d'un réseau de neurones adaptatifs et des techniques de la logique floue. À travers cet outil, les incertitudes au niveau de la lecture des paramètres de bases dont les critères de fiabilité sont définis dans un intervalle sont clairement levées. On obtient en plus à la sortie, l'action à envisager en fonction de l'état de l'huile détecté.

L'exploitation de l'historique de maintenance de ces transformateurs âgés nous a permis de constater que ces transformateurs présentent un problème de défaut thermique, dû à l'échauffement de l'huile crée par des forts courants circulant dans la cuve et le noyau, ou des courts-circuits dans les joints des tôles du noyau magnétique. Ceci est bien sûr une conséquence de l'état vieillissant de la structure interne de ces transformateurs. Nous avons aussi noté une grande proportion des défauts d'isolation de l'huile. Ces défauts liés à la tenue diélectrique de l'huile ne sont pas directement imputables à la teneur en eau, mais plutôt, à la présence des particules qui proviendraient de la dégradation des parties internes du transformateur.

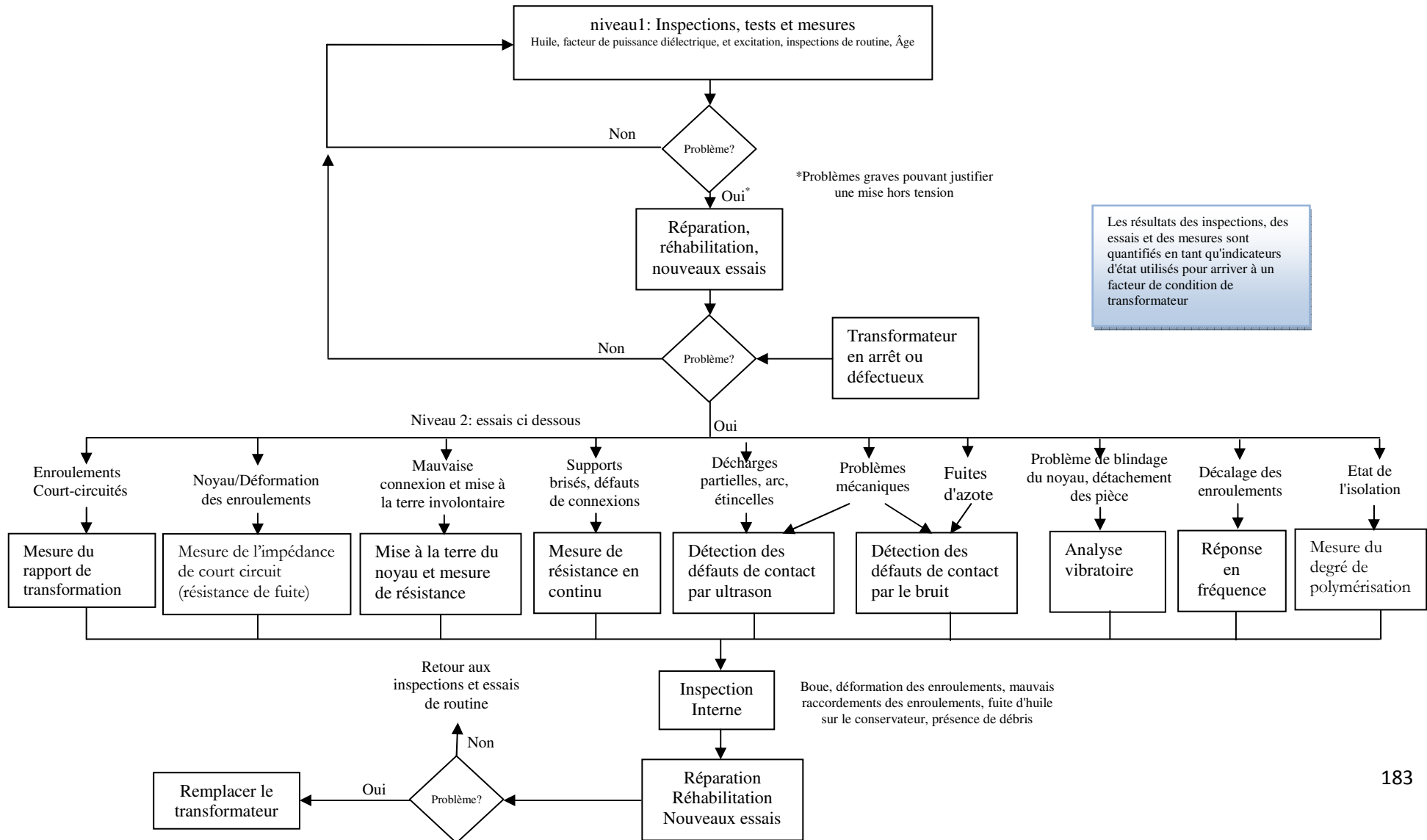
L'un des problèmes majeurs rencontrés dans l'exploitation de ces données a été le manque d'informations complémentaires à la lecture des fiches de maintenance. Les activités de maintenance (régénération, filtrage, reconditionnement...) faites sur l'huile n'ont pas été mentionnées. Elles devraient être utiles dans la construction d'un système de pronostic intégrant à la fois les gaz dissous et l'état de l'huile. Par ailleurs, la courbe de charge de ces transformateurs devrait aussi être assez utile dans la compréhension de certains défauts. En effet, l'une des actions régulières faites pendant l'exploitation des transformateurs est la gestion du cycle de charge, notamment lorsqu'il y a constat d'un échauffement sévère. On décide généralement d'alléger la

sollicitation du transformateur, ou de le mettre en repos, le temps de faire des vérifications sur son état.

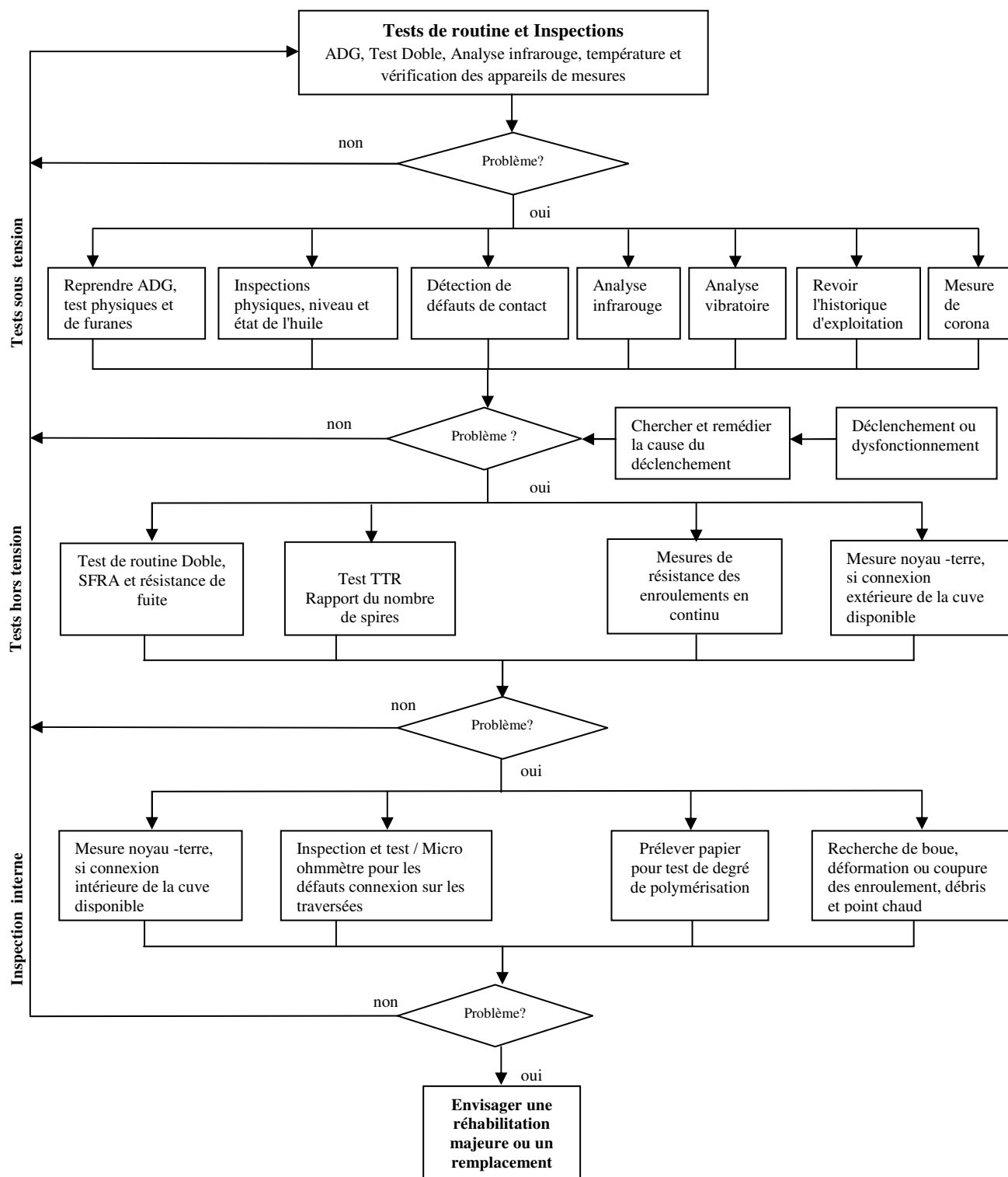
L'exploitation de cette base de données ouvre cependant quelques perspectives dans le domaine du pronostic. L'identification du temps moyen d'exploitation de l'huile avant régénération ou reconditionnement serait assez utile dans la gestion des transformateurs. Mais elle doit être accompagnée de tous les paramètres fonctionnels du transformateur, en particulier, son plan de charge. Dans ce contexte, l'huile du transformateur pourrait être modélisée comme un processus de renouvellement. En effet, sa dégradation (évolution temporelle) pourrait être modélisée comme un processus stochastique de renouvellement alterné [110]. Les durées de fonctionnement avant action de maintenance pourraient être calculées. L'huile après traitement est généralement remise en service. La première durée de fonctionnement avant action serait certainement différente des autres. La connaissance de ce comportement pourrait être utile à la gestion des transformateurs. Cette réflexion pose le problème d'optimisation de la maintenance préventive en sûreté de fonctionnement. L'étude du comportement avant traitement et post traitement de l'huile pourrait être envisagée. La mise en place d'une pareille étude devrait se faire à partir d'un enregistrement rigoureux des données, comme nous l'avons souligné plus haut, qui tiendrait compte de tous les paramètres impactant le comportement de l'huile dans le transformateur, notamment la courbe de charge et les différentes mesures de température. Cela pourrait servir de base d'anticipation des actions de maintenance.

ANNEXE

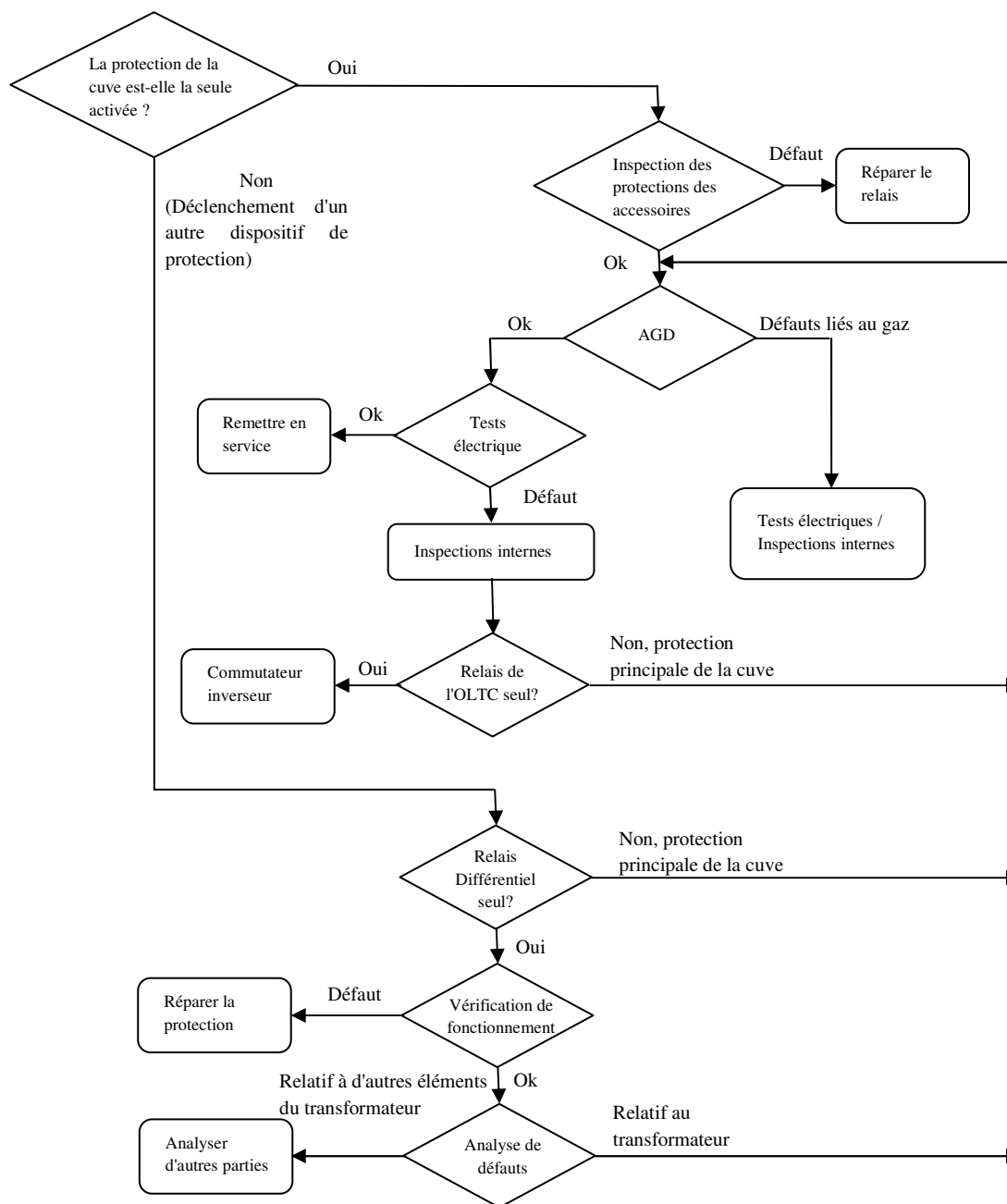
Annexe 1 : Méthodologie de l'évaluation de l'état d'un transformateur [60]



Annexe 2 : Organigramme de diagnostic de défauts sur un transformateur.



Annexe 3 : Processus d'actions à mener après déclenchement d'une protection.



Annexe 4 : Périodicité des actions de maintenance sur un transformateur

Tableau A4-1: Synthèse des actions de maintenance à effectuer sur un transformateur et leur périodicité.

Actions de maintenance	Moyens	Périodicité
Visites d'inspection		
- Détection des fuites, des bruits anormaux et des échauffements;	Visuels, auditifs	Mensuel
- Surveillance des niveaux	Thermographie	
	Visuels	
Entretien du système de refroidissement		
(aéroréfrigérants, hydroréfrigérants)	Air ou eau sous pression	Annuelle
- Nettoyage des échangeurs;	Mécanique ou chimique	Annuelle
- Nettoyage du faisceau;	Contrôle des vibrations	Sur défaut
- Moto-ventilateur.		
Entretien des traversées et parafoudre	Contrôle visuel	Annuelle
Entretiens de l'armoire électrique des auxiliaires	Contrôle visuel	Annuelle
Entretien des assécheurs d'air	Remplacement du silicagel	Annuelle
Analyse de l'huile		
- Physico-chimique;	Prélèvement sur site et transmission à un laboratoire	Annuelle
- Analyse des gaz dissous;		Annuelle
- Détection des composées furaniques.		2 ans
Manœuvre du commutateur hors tension	Manuelle	Annuelle
Changeur de prise en charge		
- Analyse d'huile	Voir constructeur	Annuelle
- Contrôle du fonctionnement		Annuelle
- Contrôle des sécurités		
- Révision complète et changement des pièces		50 000 manœuvres ou tous les 5 ans
Contrôle des connexions	Thermographie	Annuelle
Système de protection et d'alarme		
- Thermostat		Annuelle
- Relais Buschholz		
- Relais RS 2000 ou 2001		

Annexe 5 : Extrait de la norme NF EN 60599-2016 sur les défauts typiques dans les transformateurs de puissance (Tableau1, p14 et tableau A.1, p25)

Tableau A5-1: Interprétation de l'Analyse des gaz dissous

Code défaut	Caractéristiques	Description (exemple)	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ (ppm)	CH ₄ /H ₂ (ppm)	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ (ppm)
DP	Décharges partielles	Décharge dans les cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier, de la sursaturation de l'huile ou de la cavitation, et entraînant la formation de cire-X	NS	<0,1	<0,2
D1	Décharge de basse énergie	Étincelle ou arc entre mauvaise connexion à potentiel différent ou partiellement flottant en provenance d'anneau statique, de tore, de disque ou de conducteur d'enroulement adjacent, de mauvaise soudure ou de boucle fermée dans le noyau Décharge entre pièces de serrage la traversée et la cuve, la haute tension et le tore dans les enroulements, sur la paroi de la cuve. Cheminement dans le calage de bois, la colle de poutres d'isolation, les cales entre enroulements, claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur.	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	Décharge de haute énergie	Court-circuit entre basse tension et terre, connecteurs, enroulement, traversées et jeux de barre et cuve, enroulement et noyau, dans le canal de l'huile. Boucle de courant entre deux conducteurs adjacents autour du flux magnétique principal entre boulons du noyau, des anneaux métalliques serrant le noyau.	0,6 – 2,5	0,1 - 1	>2
T1	Faute thermique T<300°C	Surcharge de transformateur en situation d'urgence, objet bloqué limitant le passage d'huile dans les enroulements. Flux de fuite dans les poutres de serrage des culasses.	NS	>1	<1
T2	Faute thermique 300°C<T<700°C	Contact défectueux entre connexion boulonnée (particulièrement entre barre omnibus en aluminium), contact glissant, contact à l'intérieur du sélecteur (formation pyrolytique du carbone), connexion entre les câbles et les conducteurs de traversées, courants de circulation entre pièces de serrage défectueux dans les écrans magnétiques. Isolation endommagée entre conducteurs adjacents parallèles dans les enroulements.	<0,1	>1	1 – 2
T3	Faute thermique T>700°C	Forts courants de circulation entre la cuve et le noyau. Faible courant dans les parois de la cuve créé par un champ magnétique élevé ou compensé.	>0,2	>1	>4

Tableau A5-2 : Extrait du fichier Excel décrivant le traitement automatique du script de mise en œuvre de la procédure de détermination des défauts à partir de la norme NF EN 60599.

Variable 1	Condition 1	Seuil1	Variable 2	Condition 2	Seuil2	Action True	Suivant True	Action False	Suivant False	
C2H2	>	20	VitC2H2	>	4	0	9	0	2	A
H2	>	150	VitH2	>	132	0	9	0	3	
CH4	>	130	VitCH4	>	120	0	9	0	4	
C2H4	>	280	VitC2H4	>	146	0	9	0	5	
C2H6	>	90	VitC2H6	>	90	0	9	0	6	
CO	>	600	VitCO	>	1060	0	9	0	7	
CO2	>	14000	VitCO2	>	10000	0	9	1	8	
							8			
CH4surH2	<	0,1	C2H4/C2H6	<	0,2	200	10	0	11	B
							10			
C2H2/C2H4	>	2,5				0	12	0	15	C
CH4/H2	>	0,1	CH4/H2	<	0,5	0	13	0	15	
C2H4/C2H6	>	2				3	14	0	15	
							14			
C2H2/C2H4	>	1				0	16	0	19	
CH4/H2	>	0,1	CH4/H2	<	0,5	0	17	0	19	
C2H4/C2H6	>	1	C2H4/C2H6	<	2	3	18	0	19	
							18			
C2H2/C2H4	>=	1	C2H2/C2H4	<=	2,5	0	20	0	23	D
CH4/H2	>=	0,1	CH4/H2	<=	0,5	0	21	0	23	
C2H4/C2H6	>=	2				4	22	0	23	
							22			
C2H2/C2H4	>	0,6	C2H2/C2H4	<	1	0	24	0	27	E
CH4/H2	>	0,1	CH4/H2	<	0,5	0	25	0	27	
C2H4/C2H6	>	2				5	26	0	27	
							26			
C2H2/C2H4	>	0,6	C2H2/C2H4	<	2,5	0	28	0	31	
CH4/H2	>	0,5	CH4/H2	<	1	0	29	0	31	
C2H4/C2H6	>	2				5	30	0	31	
							30			
CH4/H2	>	1				0	32	0	34	F
C2H4/C2H6	<	1				6	33	0	34	
							33	0	35	
C2H2/C2H4	<	0,1				0	35	0	38	G
CH4/H2	>	1				0	36	0	38	
C2H4/C2H6	>	1	C2H4/C2H6	<	4	7	37	0	38	
							37			
C2H2/C2H4	<	0,2				0	39	100	41	H
CH4/H2	>	1				0	40	100	41	
C2H4surC2H6	>	4				8	41	100	41	

Nomenclature des points tests sur le tableau A5-2

A: Test concentration et vitesse concentration

B: Test Décharges partielles

C: D1 seul

D: D1/D2

E: D2 seul

F: Thermique <300

G: Thermique entre 300 et 700

H: Thermique >700

Annexe 6 : Extrait de la norme IEEE C57.104-2008 sur de la méthode de Rogers

Tableau A6- 1 : Limites de ratios et défauts associés cas la méthode Rogers

cas	Défauts diagnostiqués	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_6
0	Dans défaut	<0,1	0,1 – 1,0	<1,0
1	Décharge partielle de basse énergie	<0,1	0,1	<0,1
2	Décharge partielle de haute énergie	0,1 -3,0	0,1 – 1,0	>3,0
3	Basse température	<0,1	>1,0	1,0 - 3,0
4	Défaut thermique <700°C	<0,1	>1,0	1,0 – 3,0
5	Défaut thermique>700°C	<0,1	>1,0	>3,0

Tableau A6-2 : codes d'interprétation de la méthode Rogers

Ratio	Niveau de concentration	code
A C_2H_2/C_2H_4 (Acétylène/Ethylène)	<0,1	0
	0,1 - 1	1
	1 – 3	1
	>3	2
B CH_4/H_2 (Méthane/Hydrogène)	<0,1	1
	0,1 - 1	0
	1 – 3	2
	>3	2
C C_2H_2/C_2H_6 (Ethylène/Ethane)	<1	0
	0,1 - 1	0
	1 – 3	1
	>3	2

Tableau A6-3 : Interprétation de la méthode de Rogers

Cas	Défaut typique	A	B	C	Anomalies
0	Sans défaut	0	0	0	Viellissement normal
1	Décharge partielle de basse énergie	1	1		Décharges électriques dans les bulles, provoqués par de vides d'isolation, saturation en gaz dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidités élevé dans l'huile (bulles de vapeur)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	100		Égal à ce qui précède, mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arc. Ceci produit généralement CO et CO2
3	Décharge partielle de basse énergie avec arc	1-2	0	1-2	Étincellement continu de l'huile entre les mauvaises connexions de potentiel différent ou au potentiel flottant ;
4	Décharge partielle de haute énergie avec arc	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arc dans l'huile entre les enroulements et terre, ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant du réservoir principal.
5	Défaut thermique <150°C	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ce qui produit généralement le CO et le CO2. Ce type de défaut attaque généralement l'isolation de la cellulose.
6	Défaut thermique de T entre 150° - 300°C	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux ; température croissant des point chauds ;
7	Défaut thermique de T entre 300° - 700°C	0	2	2	Stratifications court-circuités dans le noyau ; surchauffe des conducteurs en cuivre ; mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contact dans le régulateur ;
8	Défaut thermique>700°C				circulation de courant dans le noyau

Tableau A6-4 : Extrait du fichier Excel décrivant le traitement automatique du script de mise en œuvre de la procédure de détermination des défauts à partir de la norme IEEE C57.104-

Nœud	Choix	Mot Clef	Variable 1	Condition 1	Seuil1	Variable 2	Condition 2	Seuil2	Action True	Suivant True	Action False	Suivant False
1	SI	UNE	C2H2/ C2H4	<	0,1				0	2	0	5 A
2	SI	AND	CH/H2	>=	0,1	CH4H2	<=	1	0	3	0	13
3	SI	UNE	C2H4/ C2H6	<	1				1	4	0	17
4	FIN									4		
5	SI	UNE	C2H2/ C2H4	<	0,1				0	6	0	9 B
6	SI	UNE	CH4/ H2	<	0,1				0	7	100	8
7	SI	UNE	C2H4/ C2H6	<	1				201	8	100	8
8	FIN									8		
9	SI	AND	C2H2/ C2H4	>	0,1	C2H2/ C2H4	<	3	0	10	100	12 C
10	SI	AND	CH4/ H2	>	0,1	CH4/H2	<	1	0	11	100	12
11	SI	UNE	C2H4/ C2H6	>	3				202	12	100	12
12	FIN									12		
13	SI	UNE	CH4/H2	>	1				0	14	100	16
14	SI	AND	C2H4/ C2H6	>	1	C2H4/ C2H6	<	3	302	16	0	15 D
15	SI	UNE	C2H4/ C2H6	>	3				303	16	100	16 E
16	FIN									16		
17	SI	AND	C2H4/ C2H6	>	1	C2H4/ C2H6	<	3	301	18	100	18 F
18	FIN									18		

Nomenclature des points tests sur le tableau A6-4

A: pas de défaut

B: décharge partielle

C: décharge avec haute énergie

D: Thermal<700

E: Thermal>700

F: faible surcharge thermique

Annexe 7 : Extrait de la norme IEEE C57-104 sur méthode de Doernenburg

L'Analyse Doernenburg utilise 4 paramètres de gaz différents pour analyser 3 types de défauts différents dans les gaz. Cette méthodologie fixe des limites aux gaz individuels. Si le cas échéant les gaz dépassent ces limites, On utilise les limites des ratios.

Tableau A7-1 : Limites des gaz individuels pour la méthode de Doernenburg.

Gaz	Limites (ppm)
H ₂	100
CH ₄	120
C ₂ H ₄	50
C ₂ H ₂	35
C ₂ H ₆	1
CO	350

Tableau A7-2 : Défauts et Ratio des gaz associés

Défauts	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Dégradation thermique	>1,0	<0.75	<0,3	>0,4
DP de basse intensité	<0.1	-	<0,3	>0,4
Arc, DP de Haute intensité	0,1 – 1,0	>0,75	<0,3	>0,4

Tableau A7-3 : Extrait du fichier Excel décrivant le traitement automatique du script de mise en œuvre de la procédure de détermination des défauts à partir de la norme IEEE C57.104-Doernenburg

Nœud	Choix	Mot Clef	Variable 1	Condition 1	Seuil1	Variable 2	Condition 2	Seuil2	Action True	Suivant True	Action False	Suivant False
1	SI	UNE	H2	<=	200				0	2	0	6
2	SI	UNE	CH4	<=	240				0	3	0	6
3	SI	UNE	C2H2	<=	2				0	4	0	6
4	SI	UNE	C2H4	<=	100				1	5	0	6
5	FIN									5		
6	SI	UNE	C2H6	<=	65				0	7	0	8
7	SI	UNE	CO	<=	350				1	5	0	8
8	SI	OR	CH4	>	120	H2	>	100	0	9	101	12 A
9	SI	OR	C2H2	>	1	C2H4	>	50	0	10	101	12
10	SI	OR	C2H2	>	1	CH4	>	120	0	11	101	12
11	SI	OR	C2H6	>	65	C2H2	>	1	0	13	101	12
12	FIN									12		
13	SI	UNE	CH4/H2	<	0,1				0	14	0	17 B
14	SI	UNE	C2H2/CH4	<	0,3				0	15	102	16
15	SI	UNE	C2H6/C2H2	>	0,4				200	16	102	16
16	FIN									16		
17	SI	AND	CH4/H2	>=	0,1	CH4surH2	<=	1	0	18	0	22 C
18	SI	UNE	C2H2	>	0,75				0	19	103	21
19	SI	UNE	C2H2/CH4	>	0,3				0	20	103	21
20	SI	UNE	C2H6/C2H2	<	0,4				212	21	103	21
21	FIN									21		
22	SI	UNE	CH4/H2	>	1				0	23	100	26 D
23	SI	UNE	C2H2/C2H4	<	0,75				0	24	103	26
24	SI	UNE	C2H2/CH4	<	0,3				0	25	103	26
25	SI	UNE	C2H6/C2H2	>	0,4				300	26	103	26
26	FIN									26		

Nomenclature des point tests sur le tableau A7-3

- A: Calcul ratio applicable
- B: Test décharge partielle
- C: Décharge avec arc
- D: Décomposition thermique

Annexe 8 : Exemple de script généré pour la norme Doernenburg.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%                               ComputeNorme                               %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%function [ActionOut, NodeOut, StateOut,
% Erreur]=ComputeNormeC57104Doernenburg(ListeChampIn,TableValIn)
%
%Fonction
% Donne l'action préconisée par une norme
% Construit automatiquement par RunBuildNorm
%
%Entrees
% ListeChampIn : Liste des champs numériques
%               sous la forme {'xx','**',...}
% TableValIn   : Tableau des valeurs numériques correspondantes
%               aux champs sous la forme [xx yy ...]
% Exemple utilisation
% [ActionOut, NodeOut, StateOut, ErreurOut]=...
%   ComputeNorme(dataTable.Properties.VariableNames(2:end), ...
%   dataTable{:,dataTable.Properties.VariableNames(2:end)})
%
%Sorties
% ActionOut : numéro de l'action à réaliser
%            Ces actions sont définies par ailleurs
% NodeOut   : Tableau des noeuds parcourus [x y ... ]
% StateOut  : Tableaux des conditions réalisées
%            0=false, 1 =true
% ErreurOut : Erreur (0 pas d'erreur 1 Champ absent)
%
% Auteur G. Clerc/S. EKE - Date :08-Dec-2016
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function [ActionOut, NodeOut, StateOut,
Erreur]=ComputeNormeC57104Doernenburg(ListeChampIn,TableValIn)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Test existence des champs et création des variables
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
nbchamp=0;
listInd=[];
listeVar={'H2','CH4','C2H2','C2H4','C2H6','CO','CH4surH2','C2H2surCH4','C2H
6surC2H2','C2H2surC2H4'};

Erreur=0;
for ii=1:length(listeVar)
    ind=strcmp(listeVar(ii),ListeChampIn);
    if (sum(ind)==1)
        eval([char(listeVar(ii)) '=' num2str(TableValIn(ind)) ';' ]);
    else
        Erreur=1;
    end;
end;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Initialisation
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
ActionOut=[];
NodeOut=[];
StateOut=[];
next=1;
```

```

stop=0;

if (Erreur==0)
    while stop==0

        if (next == 1)
            if (H2 <= 200) ActionOut=[ActionOut 0];next=2; StateOut=[StateOut
1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0]; next=6;StateOut=[StateOut 0 ] ; end;
NodeOut=[NodeOut 1];
            end;
            if (next == 2)
                if (CH4 <= 240) ActionOut=[ActionOut 0];next=3; StateOut=[StateOut
1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0]; next=6;StateOut=[StateOut 0 ] ; end;
NodeOut=[NodeOut 2];
                end;
                if (next == 3)
                    if (C2H2 <= 2) ActionOut=[ActionOut 0];next=4; StateOut=[StateOut
1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0]; next=6;StateOut=[StateOut 0 ] ; end;
NodeOut=[NodeOut 3];
                    end;
                    if (next == 4)
                        if (C2H4 <= 100) ActionOut=[ActionOut 1];next=5;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0];
next=6;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 4];
                        end;
                        if (next == 5)
                            next=5; NodeOut=[NodeOut 5]; StateOut=[StateOut 1 ] ; stop=1;
                        end;
                        if (next == 6)
                            if (C2H6 <= 65) ActionOut=[ActionOut 0];next=7; StateOut=[StateOut
1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0]; next=8;StateOut=[StateOut 0 ] ; end;
NodeOut=[NodeOut 6];
                            end;
                            if (next == 7)
                                if (CO <= 350) ActionOut=[ActionOut 1];next=5; StateOut=[StateOut
1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0]; next=8;StateOut=[StateOut 0 ] ; end;
NodeOut=[NodeOut 7];
                                end;
                                if (next == 8)
                                    if ((CH4 > 120)|| ( H2 > 100)) ActionOut=[ActionOut 0];next=9;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 101];
next=12;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 8];
                                    end;
                                    if (next == 9)
                                        if ((C2H2 > 1)|| ( C2H4 > 50)) ActionOut=[ActionOut 0];next=10;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 101];
next=12;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 9];
                                        end;
                                        if (next == 10)
                                            if ((C2H2 > 1)|| ( CH4 > 120)) ActionOut=[ActionOut 0];next=11;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 101];
next=12;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 10];
                                            end;
                                            if (next == 11)
                                                if ((C2H6 > 65)|| ( C2H2 > 1)) ActionOut=[ActionOut 0];next=13;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 101];
next=12;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 11];
                                                end;
                                                if (next == 12)
                                                    next=12; NodeOut=[NodeOut 12]; StateOut=[StateOut 1 ] ; stop=1;

```

```

end;
if (next == 13)
    if (CH4surH2 < 0.1) ActionOut=[ActionOut 0];next=14;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0];
next=17;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 13];
end;
if (next == 14)
    if (C2H2surCH4 < 0.3) ActionOut=[ActionOut 0];next=15;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 102];
next=16;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 14];
end;
if (next == 15)
    if (C2H6surC2H2 > 0.4) ActionOut=[ActionOut 200];next=16;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 102];
next=16;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 15];
end;
if (next == 16)
    next=16; NodeOut=[NodeOut 16]; StateOut=[StateOut 1 ] ; stop=1;
end;
if (next == 17)
    if ((CH4surH2 >= 0.1)&&( CH4surH2 <= 1)) ActionOut=[ActionOut
0];next=18; StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 0];
next=22;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 17];
end;
if (next == 18)
    if (C2H2 > 0.75) ActionOut=[ActionOut 0];next=19;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=21;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 18];
end;
if (next == 19)
    if (C2H2surCH4 > 0.3) ActionOut=[ActionOut 0];next=20;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=21;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 19];
end;
if (next == 20)
    if (C2H6surC2H2 < 0.4) ActionOut=[ActionOut 212];next=21;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=21;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 20];
end;
if (next == 21)
    next=21; NodeOut=[NodeOut 21]; StateOut=[StateOut 1 ] ; stop=1;
end;
if (next == 22)
    if (CH4surH2 > 1) ActionOut=[ActionOut 0];next=23;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 100];
next=26;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 22];
end;
if (next == 23)
    if (C2H2surC2H4 < 0.75) ActionOut=[ActionOut 0];next=24;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=26;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 23];
end;
if (next == 24)
    if (C2H2surCH4 < 0.3) ActionOut=[ActionOut 0];next=25;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=26;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 24];
end;
if (next == 25)

```

```

        if (C2H6surC2H2 > 0.4) ActionOut=[ActionOut 300];next=26;
StateOut=[StateOut 1 ] ; else ActionOut=[ActionOut 103];
next=26;StateOut=[StateOut 0 ] ; end; NodeOut=[NodeOut 25];
end;
if (next == 26)
    next=26; NodeOut=[NodeOut 26]; StateOut=[StateOut 1 ] ; stop=1;
end;

end;
end;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
return

```

Tableau A7- 4: Code de sortie utilisés pour la norme Doernenburg

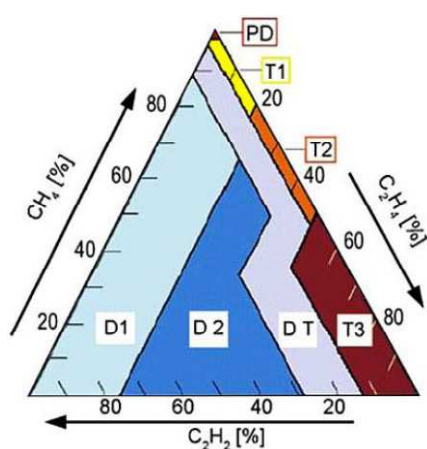
Codes	Sortie
0	Test en cours
1	Pas de défaut
101	Rapport non applicable
200	Décharge partielle (Faible densité)
102	Défaut non identifiable
212	Décharge avec arc (Haute densité)
103	Défaut non identifiable
300	Défaut thermique
100	Non classé

Annexe 9 : Extrait de la norme NF EN 60599 sur le triangle de Duval

Dans les techniques précédentes, il peut arriver que les ratios ne couvrent pas toutes les gammes de données. Certains ratios en dehors des seuils déterminés dans les tables sont négligés. Duval a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème.

On calcule le pourcentage de concentration de chacun des trois gaz CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 par rapport à leur somme. Ces pourcentages sont tracés dans un triangle divisé en région indiquant le type de défaut.

$$\text{taux } C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z}; \text{ taux } C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z}; \text{ taux } CH_4 = \frac{100z}{x+y+z}$$



PD : Décharge partielle

D1 : Décharge de basse énergie

D3 : Décharge de haute énergie

T1 : Défaut thermique, $T < 300^\circ\text{C}$

T2 : Défaut thermique, $300^\circ\text{C} < T < 700^\circ\text{C}$

T3 : Défaut thermique, $T > 700^\circ\text{C}$

DT : Mélange de Défauts thermiques et électriques

Figure A9-1 : Triangle de Duval pour transformateur

Tableau A9-1 : Limites de la représentation du triangle

Limites des zones				
DP	98% CH_4			
D1	23% C_2H_4	13% C_2H_2		
D2	23% C_2H_4	13% C_2H_2	40% C_2H_4	29% C_2H_2
T1	4% C_2H_2	20% C_2H_4		
T2	4% C_2H_2	20% C_2H_4	50% C_2H_4	
T3	15% C_2H_2	50% C_2H_4		

Tableau A9-2 : Extrait du fichier Excel décrivant le traitement automatique du script de mise en œuvre de la procédure de détermination des défauts à partir de la norme NF EN 60599

Nœud	Choix	Mot Clef	Variable 1	Condition 1	Seuil1	Variable 2	Condition 2	Seuil2	Action True	Suivant True	Action False	Suivant False
1	SI	AND	Taux C2H2	>	0,98	Taux C2H2	<=	1	0	2	0	5
2	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	3	0	5
3	SI	AND	Taux C2H4	>=	0	Taux C2H4	<=	1	200	4	0	5
4	FIN									4		
5	SI	AND	Taux C2H2	>	0,13	Taux C2H2	<=	1	0	6	0	9
6	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	7	0	9
7	SI	AND	Taux C2H4	>=	0	Taux C2H4	<=	0,23	201	8	0	9
8	FIN									8		
9	SI	AND	Taux C2H2	>	0,13	Taux C2H2	<=	0,29	0	10	0	13
10	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	11	0	13
11	SI	AND	Taux C2H4	>	0,23	Taux C2H4	<=	0,4	202	12	0	13
12	FIN									12		
13	SI	AND	Taux C2H2	>	0,29	Taux C2H2	<=	1	0	14	0	17
14	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	15	0	17
15	SI	AND	Taux C2H4	>	0,23	Taux C2H4	<=	1	202	16	0	17
16	FIN									16		
17	SI	AND	Taux C2H2	>=	0	Taux C2H2	<=	0,04	0	18	0	21
18	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	19	0	21
19	SI	AND	Taux C2H4	>=	0	Taux C2H4	<=	0,2	301	20	0	21
20	FIN									20		
21	SI	AND	Taux C2H2	>=	0	Taux C2H2	<=	0,04	0	22	0	25
22	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	23	0	25
23	SI	AND	Taux C2H4	>	0,2	Taux C2H4	<=	0,5	302	24	0	25
24	FIN									24		
25	SI	AND	Taux C2H2	>=	0	Taux C2H2	<=	0,15	0	26	400	28
26	SI	AND	Taux CH4	>=	0	Taux CH4	<=	1	0	27	400	28
27	SI	AND	Taux C2H4	>	0,5	Taux C2H4	<=	1	303	28	400	28
28	FIN									28		

Annexe 10 : Présentation de la base de données d'apprentissage sur les gaz dissous; Base TC10. Source : [111] et Data TC, Source : [112]

Tableau A10-1 : Extrait relatif au transformateur uniquement du groupe Base TC10

	Défauts	Type	Inspection	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2
1	PD	U	Décharges partielles à faible énergie et formation de cire X	32930	2397			157	313	560
13	DL	U	Étincelles continues entre les coupelles métalliques et les boulons mis à la terre dans l'enroulement	543	120	1880	411	41	76	2800
32	DL	U	Contamination provenant de l'OLTC	4	1	52	7	2	93	519
33	DL	U	Défaut de fonctionnement de l'OLTC	1900	285	7730	957	31	681	732
38	DH	U	Court-circuit dans les enroulements de distribution	2850	1115	3675	1987	138	2330	4330
39	DH	U	Court-circuit BT-masse	7020	1850	4410	2960	-	2140	1000
42	DH	U	Enroulements tertiaires endommagés par des arcs	620	325	244	181	38	1480	2530
46	DH	U	Court-circuit dans les enroulements	13500	6110	4040	4510	212	8690	1460
51	DH	U	Étincelles entre la connexion détachée et traversées HT	13	3	6	3	1	4	51
52	DH	U	Étincelles dû à la surtension de foudre avec des fils brûlés	137	67	104	53	7	196	1678
54	DH	U	Arc entre les connexions au changeur de prises, zones brûlées sur les enroulements	34	21	56	49	4	95	315
65	DH	U	Arc dans les enroulements	420	250	800	530	41	300	751
68	DH	U	Arc dans le conduit d'huile	310	230	760	610	54	150	631
69	DH	U	Arc dans le conduit d'huile	800	160	600	260	23	490	690
82	DH	U	Arc dans l'OLTC et les enroulements	10000	6730	10400	7330	345	1980	3830
83	DH	U	Arc dans l'huile provenant des conduit en cuivre dans la cuve	1570	735	1740	1330	87	711	4240
88	TL	U	Zone noircie à l'intérieur des enroulements, défaut inter-spires, circuit parallèle en circuit ouvert	3675	6392	5	7691	2500	101	833
92	TL	U	Surchauffe du noyau à la terre et des boucliers d'isolation (conduits d'huile étroits)	1450	940	61	322	211	2420	3560
105	TH	U	Contacts du sélecteur brûlés	1860	4980	1600	10700	-	158	1300
106	TH	U	Longue surchauffe des contacts du changeur de prises	860	1670	40	2050	30	10	690
107	TH	U	Défauts sur les contacts du sélecteur du changeur de prises	150	22	11	60	9	-	-
110	TH	U	Contacts en cuivre brûlés dans le sélecteur de changement	100	200	11	670	110	100	650

Annexe 11 : Présentation de la base de données d'apprentissage sur les gaz dissous; Data TC10, Source : [112]

Tableau A11-1 : Points chauds dans l'isolation papier et papier / huile simulée en laboratoire

Case	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Unit	Ref.	Temp° C	Papier	Papier/ Huile
1	22,4	22,4	1570	13,44	2690	112	56	µl/g	2	800	X	
2	670	224	2	67	45	11,2	15,68	µl/g	2	500	X	
3	224	4,5			2	2	560	µl/g	2	300	X	
4	900	9,18	22	900		1344	8950	µl/g	2	150	X	
5		224		45			670	µl/g	2	100	X	
6	470	4637		448	1300	25,312	51	µl/l	5	300		X
7	65	20		5	10			%	6	300		X
8	53	39		4,5	3			%	6	300		X
9	219	44		3	3	3000	13	ppm	3	225		X
10	37	47		5,5	10			%	6	200		X
11	34	30		2,5	34			%	6	150		X
12	14	62		3	16	68	7500	ppm	3	140		X

Tableau A11-2 : Points chauds dans l'huile simulés en laboratoire

Case	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Unit	Ref	Temp °C
1	65	34		112	16			µl/g	2	800
2	0,7	1,5		1,8	0,3			µl/g	2	500
3		0,2		0,13	0,1			µl/g	2	300
4	48	40		0,5	11			%	6	235
5	130	140		120	24	2	400	ppm	3	225
6	86	8		2,5	2,5			%	6	175
7	6	3		0,7	0,8			ml	4	168
8	50	3			1	14	581	ppm	7	160
9	55	22		2,6	0,5	358	961	ppm	10	140
10	78	66		2,6	62	283	1772	ppm	10	120

Tableau A11-3 : Décharges partielles simulées en laboratoire

Case	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Unit	Ref2
1	16	3600		14	670	180	790	ppm	3
2	6600	1000	19	2	38	14	400	ppm	3
3	88	9		0,03				%	6
4	2240	168			25	20	90	l	2
5	1950	123	2	2	38	29	56	ml	1
6	2240	157	45	45	90	45	67	l	2
7	73	8	12	2	4			%	6
8	5000	4000	8000	2000	2000			ppm	9
9	24,3	15,7	29,8	11,2	6,4			ppm	9
10	2240	360	828	169	25	45	2240	l	2
11	4480	560	896	403	380	67	403	μl	1
12	2240	560	940	450	380	45	672	l	2
13	200	230	480	170	2	6	160	ppm	3
14	60	5	29	6	1			%	6
15	890	110	700	84	3		430	ppm	3
16	41	112	4536	254			98	ppm	8
17	16	4000	16	8500	500			ppm	9

Tableau A11-4 : Cas supplémentaires de défauts identifiés par l'inspection de l'équipement en service

Case	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Unité	Inspection
D1	400	40	200	60	6	200	1000	ppm	Décharges capacitatives sur des boulons desserrés
D2	2320	616	822	800	72	9	72	ppm	Arc dans l'huile et le papier humide
D3	245	30	245	35	5			ppm	Trace de surchauffe entre les bobines
T1	200	700		500	200	300	2000	ppm	Courant de circulation dans les blindages en aluminium
T2	101	184	10	243	32	61	298	ppm	Surchauffe par flux
T3		57		4	40	72	203	ppm	Boulons lâches, aucun dommage visible
T4	81	70		68	25	57	243	ppm	Point chaud dans la pompe à huile
T5	30	200	8	308	114	219	1040	ppm	Surchauffe des fils
T6	465	3100	1	3360	1221	1530	8060	ppm	Surchauffe des fils
T7	50	100	9	305	51	404	3560	ppm	Surchauffe de la barre transversale du fond
T8	3650	6730	191	9630	1570	674	7230	ppm	Noyau magnétique surchauffé
T9	1040	2100	10	2720	579	220	366	ppm	Surchauffe du croisement de plomb
T10	305	538		101	157	1900	4210	ppm	Point chaud dans un conducteur
T11	12	17,6		4,5	4,6	554	1710	ppm	Surchauffe du câble aux enroulements *
T12	93	194		27	52	2330	6350	ppm	Surchauffe de l'isolation en papier
T13	107	143	2	222	35	193	1330	ppm	Courants circulants dans les tôles
T14	220	1660		1140	1880	410	2430	ppm	Pompe à huile brûlée
T15	78	259		640	117	219	1827	ppm	Surchauffe importante au niveau des connexions de plomb
O1	310	410	10	472	89	180	490	ppm	Cokéfaction de l'OLTC
O2	75	700		799	623	480	8690	ppm	Contacts de l'OLTC brûlés

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] López-Fernández X. M., Ertan H. B., Turowski J. (éd.). *Transformers: analysis, design, and measurement*. Boca Raton : CRC Press, 2013. 609 p. ISBN : 978-1-4665-0824-8.
- [2] Schenk A. et al. « Surveillance continue des transformateurs : application des méthodes d'intelligence artificielle ». Bulletin ASE/AES, 4/00, pp 29-33, infosciences.epfl, 1 janvier 2000.
- [3] Harumoto Y. et al. « Development of 275 KV EHV Class Gas-Insulated Power Transformer ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. septembre 1985. Vol. PAS-104, n°9, p. 2501-2508.
- [4] Ahmed Rashad Said, « Case study on GIS defects and new possibilities for preventive maintenances », Periodica Polytechnica SER. EL. ENG. vol. 41, N° 1, PP 15-25 (1997)
- [5] Hasegawa T. et al. « Development of a 275-kV liquid cooling-type gas-insulated transformer ». *Elect. Eng. Jpn.* 1 janvier 1992. Vol. 112, n°1, p. 84-92.
- [6] Kulkarni S. V., Khaparde S. A. *Transformer engineering: design, technology, and diagnostics*. 2nd ed. Boca Raton : CRC Press, 2013. 730 p. ISBN : 978-1-4398-5377-1.
- [7] Schenk A. « Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés ». 2001
- [8] Alain SCHENK, *Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés*, Thèse, Ecole polytechnique de Lausanne (EPFL) 2001.
- [9] Hadjadj Y. *Exploration de techniques physicochimiques et conception d'un capteur en ligne pour le diagnostic des transformateurs de puissance.*, Thèse, Université du Québec à Chicoutimi, 2015.
- [10] ASTM D1533-12. *ASTM D1533-12. Standard Test Water un Insulating Liquids By Coulometric Karl Fischer Titration*. < www.astm.org >.
- [11] IEEE Standar. « IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors ». *IEEE Std C57.125-2015 (Revision of IEEE Std C57.125-1991)*. Décembre 2015. p. 1-84.
- [12] Jagers J., Tenbohlen S. « Evaluation of transformer reliability data based on national and utility statistics ». In : *16th International Symposium on High Voltage Engineering*, 2009.
- [13] Cigré. « An international survey on failures in large power transformers ». In : *e-cigré ELT_088*.
- [14] Chmura L. et al. « Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers ». In : *2011 Electrical Insulation Conference (EIC)*. 2011 *Electrical Insulation Conference (EIC)*. 2011. p. 216-220.

- [15] Jashandeep Singh, " Condition Monitoring of Power Transformer- Bibliography Survey 2" , International Journal of Engineering Science Invention Research & Development , Vol. III, Issue III, September 2016.
- [16] Cigré, "*Aschwanden New-condition-assessment-methods transformers*" e-cigré.pdf. 1998.
- [17] IEEE Standard, « IEEE SA - C57.125-2015 - IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors ». <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.125-2015.html>
- [18] Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D. « Review of condition assessment of power transformers in service ». *IEEE Electrical Insulation Magazine* . Novembre 2002. Vol. 18, n°6, p. 12-25.
- [19] Huang Y.-C. « Condition assessment of power transformers using genetic-based neural networks ». *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology* . 1 janvier 2003. Vol. 150, n°1, p. 19-24.
- [20] Ward B. H. « A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers ». *IEEE Electrical Insulation Magazine* [En ligne]. mai 2001. Vol. 17, n°3, p. 16-23.
- [21] Chu D., Lux A. « On-line monitoring of power transformers and components: a review of key parameters ». *Proceedings: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference (Cat. No.99CH37035)* 1999. p. 669-675.
- [22] Amidou B. *Impacts de la qualité du système d'isolation sur la condition et l'efficacité des transformateurs de puissance*. Thèse, Université du Québec à Chicoutimi, 2015.
- [23] NF CEI 296 : « spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion ». *Librairie Lavoisier*
- [24] Provencher H. *Analyse de la réponse diélectrique du complexe papier-huile dans les transformateurs de puissance*. Masters. Montréal : École de technologie supérieure, 2008. 158 p.
- [25] *AT-AN-10-ASTMD971-method-oil-water-interfacial-tension.pdf*. [En ligne]. Disponible sur : < <https://www.bioline.scientific.com/hubfs/Pdf/Attension/Application%20notes/AT-AN-10-ASTMD971-method-oil-water-interfacial-tension.pdf?t=1515757672811> > (consulté le 26 février 2018)
- [26] Cigré: « Recent developments by CEGB to improve the prediction and monitoring of transformers performance ». e-cigré, 1984.
- [27] Jalbert J., Lessard M.-C., Ryadi M. « Cellulose chemical markers in transformer oil insulation Part 1: Temperature correction factors ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2013. Vol. 20, n°6, p. 2287–2291.
- [28] García B., Urquiza D., Burgos J. C. « Investigating the influence of moisture on the 2FAL generation rate of transformers: A new model to estimate the DP of cellulosic insulation ». *Electric Power Systems Research* . Novembre 2016. Vol. 140, p. 87-94.

- [29] Cigré: « Furanic Compound Standard Deviation High Performance Liquid Chromatography ». Working group D1 01(TF 13).[
- [30] Cigré: « N°261 - Cigre ». < <http://www.cigre.org/Electra/N-261> >
- [31] Abu Bakar N., Abu-Siada A., Islam S. « A Review on Chemical Diagnosis Techniques for Transformer Paper Insulation Degradation ». 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2013 .
- [32] Maleewat P. et al. « Oil-immersed transformer temperature monitoring by ANSI/IEEE C57.91 model ». *2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*. 2007. p. 1092-1096.
- [33] Cheim L. et al. « Furan analysis for liquid power transformers ». *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Mars 2012. Vol. 28, n°2, p. 8-21.
- [34] García B., Urquiza D., Burgos J. C. « Investigating the influence of moisture on the 2FAL generation rate of transformers: A new model to estimate the DP of cellulosic insulation ». *Electric Power Systems Research*. Novembre 2016. Vol. 140, p. 87-94.
- [35] Oommen T. V., Prevost T. A. « Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II maintaining insulation integrity and life ». *IEEE Electrical Insulation Magazine* . Mars 2006. Vol. 22, n°2, p. 5-14.
- [36] Chendong. « Monitoring paper insulation ageing by measuring furfural contents in oil ». *the Seventh International Symposium on High Voltage Engineering*. Dresden, Germany , 1991.
- [37] A. B. S., K. M. B., Kelly J. J. « Creating a preliminary model for estimating degree of polymerization of thermally upgraded paper based on furan concentrations in transformer oil ». *Doble Conf. Paper*. Boston, 1999.
- [38] Lin C., Zhang B., Yuan Y. « The Aging Diagnosis of Solid Insulation for Oil-Immersed Power Transformers and Its Remaining Life Prediction ». 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. 2010. p. 1-3.
- [39] Cigré: « Transformer ageing research on furanic compounds dissolved in insulating oil ». *e-cigré* 2002.
- [40] Ortiz F. et al. « Estimating the age of power transformers using the concentration of furans in dielectric oil ». *Renewable Energy and Power Quality Journal* . Mai 2016. p. 1011-1015.
- [41] Abu-Siada A., Lai S. P., Islam S. « Remnant life estimation of power transformer using oil UV-Vis spectral response ». *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. 2009 p. 1-5.
- [42] NF EN 60599: *Matériels électriques remplis d'huile minérale en service - Lignes directrices pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres*. 13 octobre 2016.
- [43] IEEE Std C57.104-2008. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers*. 2 février 2009.

- [44] Bhalla D., Bansal R. K., Gupta H. O. « Application of artificial intelligence techniques for dissolved gas analysis of transformers-A Review ». *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2010. Vol. 62, p. 221–229.
- [45] Huang Y. C., Sun H. C. « Dissolved gas analysis of mineral oil for power transformer fault diagnosis using fuzzy logic ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* [En ligne]. juin 2013. Vol. 20, n°3, p. 974-981.
- [46] Saha T. K., Purkait P. « Dissolved Gas Analysis Interpretation and Intelligent Machine Learning Techniques ». In : *Transformer Ageing: Monitoring and Estimation Techniques*. Wiley-IEEE Press, 2017. p. 448.
- [47] Mansour D.-E. A. « Development of a new graphical technique for dissolved gas analysis in power transformers based on the five combustible gases ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. Octobre 2015. Vol. 22, n°5, p. 2507-2512.
- [48] Samy A., Ward S. A., Ali M. N. « Conventional Ratio and Artificial Intelligence (AI) Diagnostic methods for DGA in Electrical Transformers ».
- [49] Zhou D. et al. « Examining acceptable Dissolved Gas Analysis level of in-service transformers ». In : *High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 2012 International Conference on IEEE*, 2012. p. 612–616.
- [50] Betie A. *Contribution à l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique*. Masters. Chicoutimi : Université du Québec à Chicoutimi, 2012. 155 p.
- [51] *Power-Transformer-Brochure.pdf*. <http://cmptransfo.com/CMPT/pdf/Power-Transformer-Brochure.pdf> > (consulté le 14 octobre 2017).
- [52] *D00VEC31.pdf*. <http://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/D00VEC31.PDF> > (consulté le 14 octobre 2017)
- [53] Cigré: « N°254 - e-Cigre ». < <http://fr.cigre.org/Electra/N-254> > (consulté le 14 octobre 2017)
- [54] Alsuhaibani S. et al. « A Review of Frequency Response Analysis Methods for Power Transformer Diagnostics ». *Energies*. 27 octobre 2016. Vol. 9, n°11, p. 879.
- [55] Sokolov V. et al. « "ON-SITE PARTIAL DISCHARGE MEASUREMENT OF TRANSFORMERS ». p. 19
- [56] *ELT_241_7.pdf*. : < https://pure.tugraz.at/portal/files/1570877/ELT_241_7.pdf > (consulté le 26 février 2018).
- [57] Best Practice Catalog, "Main Power transformer", Hydropower Advancement Project, Revision 20., 08/06/2012 .
- [58] *Facilities Standard Instructions, Standard, And Techniques, Vol. 3.30 "Transformers Maintenance". October 2000.*

- [59] Cigré: *Guide for transformer maintenance*. Comité d'études A2. Paris : CIGRÉ, 2011. ISBN : 978-2-85873-134-3.
- [60] *Facilities Standard Instructions, Standard, And Techniques, Vol. 3.31 "Transformers Maintenance". June 2002.*
- [61] G. D'Orival, "*Recommandations de Maintenance sur Transformateur de Puissance*", JST transformateurs, 18/11/2004.
- [62] ABB Inc. Distribution Transformers, "*Instruction Manual and Technical Documentation, for oil-immersed distribution transformers with off-load voltage regulation*, Jefferson City, MO, December 2003.
- [63] *IEEE Std C57.106-2006 (Revision of IEEE Std C57.106-2002): IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*. IEEE, 2006.
- [64] IEC Standard: International Electrotechnical Commission, International Electrotechnical Commission, Technical Committee 10. *Mineral insulating oils in electrical equipment--supervision and maintenance guidance = Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques--lignes directrices pour la maintenance et la surveillance*. Geneva : International Electrotechnical Commission, 2013. ISBN : 978-2-8322-0560-0.
- [65] Committee I. I. A. S. P. S. T. *IEEE recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems*. IEEE, 1982.
- [66] « Haute Qualité Vapeur Phase Séchage Sous Vide Usine De EHV Transformateurs - (consulté le 3 mars 2018)
- [67] Venkat Venkatasubramanian & al. "A review of process fault detection and diagnosis Part I: Quantitative model-based methods", Computers & Technical Engineering, 2003.
- [68] Nassim Laouti. *Diagnostic de défauts par les Machines à Vecteurs Supports : application à différents systèmes multivariables nonlinéaires*. Thèse, Université Claude Bernard - Lyon I, 2012. French.
- [69] P. Dubuisson « Diagnostic et reconnaissance des formes », traités des nouvelles technologies, Hermes, 1990.
- [70] Ondel O. *Diagnostic par reconnaissance des formes: Application à un ensemble convertisseur-machine asynchrone*. PhD Thesis. Ecole Centrale de Lyon, 2006.
- [71] Grzymala-Busse J. W., Grzymala-Busse W. J., Goodwin L. K. « Coping With Missing Attribute Values Based on Closest Fit in Preterm Birth Data: A Rough Set Approach ». *Computational Intelligence* 1 août 2001. Vol. 17, n°3, p. 425-434.
- [72] Rubin D. B. « Frontmatter ». In : *Multiple Imputation for Nonresponse in Surveys* John Wiley & Sons, Inc., 1987.
- [73] A.P. Dempster, N.M.Laird, D. B. Rubin, "Maximum Likelihood from Incomplete Data via the EM Algorithm, *Journal of the Royal Statistical Society. series B (Methodological)*, Vol. 39 N°. 1 11. 1-39, 1977.

- [74] Devaux J. C., Gouton P., Truchetet F. « Karhunen-Loeve transform applied to region-based segmentation of color aerial images ». *Optical Engineerin.* 1 juillet 2001. Vol. 40,.
- [75] Roffo G., Melzi S., Cristani M. « Infinite Feature Selection ». *2015 IEEE International Conference on Computer Vision (ICCV)*, 2015. p. 4202-4210.
- [76] He X., Cai D., Niyogi P. « Laplacian score for feature selection ». *Advances in neural information processing systems*. 2006. p. 507–514.
- [77] Cai D., Zhang C., He X. *Unsupervised feature selection for Multi-Cluster data.*, 2010. 333 p.
- [78] Tufféry S. *Data mining et statistique décisionnelle: l'intelligence dans les bases de données*. Editions TECHNIP, 2005. 404 p. ISBN : 978-2-7108-0867-1.
- [79] A. Marcano-Cedeño & al. « Feature selection using Sequential Forward Selection and classification applying Artificial Metaplasticity Neural Network». *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Nov. 2010.
- [80] Jain A., Zongker D. « Feature selection: evaluation, application, and small sample performance ». *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence* [En ligne]. février 1997. Vol. 19, n°2, p. 153-158.
- [81] C. Radhakrishna Rao, « The Use and Interpretation of Principal Component Analysis in Applied Research on JSTOR ». *The India Journal of Statistics, series A*, Vol. 26, N°4, pp. 329-358, Dec. 1964.
- [82] Brigitte Escofier « Analyses factorielles simples et multiples ». *Cours et études de cas - Livre Mathématiques*. Dunod.
- [83] Roffo G. « Feature Selection Library (MATLAB Toolbox) ». *arXiv preprint arXiv:1607.01327*. 2016.
- [84] Fan Chung « Spectral Graph Theory ». <http://www.math.ucsd.edu/~fan/research/revised.html> > (consulté le 14 février 2018)
- [85] Carmagnac F., Héroux P., Trupin E. « Classification Semi-Supervisée basée sur des Algorithmes de CAH multi-métriques ». *Conférence Internationale Francophone sur l'Ecrit et le Document (CIFED 04)*, 2004.
- [86] Amini M.-R. *Apprentissage Machine: de la théorie à la pratique*. Eyrolles, 2015.
- [87] Eke S. et al. « Characterization of the operating periods of a power transformer by clustering the dissolved gas data ». *Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED), 2017 IEEE 11th International Symposium on*. IEEE, 2017. p. 298–303.
- [88] Erwin et al. « Content based image retrieval for multi-objects fruits recognition using k-means and k-nearest neighbor ». In : *2017 International Conference on Data and Software Engineering (ICoDSE)* p. 1-6.

- [89] Fernando Malo, Theofilos Toulkeridis, *An Unsupervised K-means based Clustering Method for Geophysical Post-Earthquake Diagnosis*, Computational Intelligence (SSCI), 2017 IEEE Symposium Series, Honolulu, Hi, USA, Dec. 2017.
- [90] Eslam Nader Deokey & al. *Enhancing Stock Prediction Clustering Using K-Means with Genetic Algorithm*, Computer Engineering Conference (ICENCO), 2017 13th International, Cairo, Egypt, 27-28 Dec. 2017.
- [91] Hartigan J. A., Wong M. A. « Algorithm AS 136: A K-Means Clustering Algorithm ». *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*. 1979. Vol. 28, n°1, p. 100-108.
- [92] Kanungo T. et al. « An efficient k-means clustering algorithm: analysis and implementation ». *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*. juillet 2002. Vol. 24, n°7, p. 881-892.
- [93] Jean-Pierre Asselin de Beauville, Fatima-Zohra Kettaf, « Bases théoriques pour l'apprentissage et la décision en reconnaissance des formes ». CEPADUES-EDITIONS, Toulouse France, 2005.
- [94] Dunn J., « Well Separated clusters and optimal fuzzy partitions », *journal of Cybernetics*, 4, 95-104, 1974.
- [95] Rousseeuw P. J. « Silhouettes: A graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis ». *J. Comput. Appl. Math.* 1 novembre 1987. Vol. 20, n°Supplement C, p. 53-65.
- [96] Davies D. L., Bouldin D. W. « A Cluster Separation Measure ». *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.* avril 1979. Vol. PAMI-1, n°2, p. 224-227.
- [97] Cluster Validity Measures : < <https://static-content.springer.com/>, 2007.
- [98] Saitta S., Raphael B., Smith I. F. « A bounded index for cluster validity ». In : *Int. Workshop Mach. Learn. Data Min. Pattern Recognit.* Springer, 2007. p. 174-187.
- [99] Eke S. et al. « Condition monitoring of oil-filled transformers using unsupervised classification techniques ». . *2017 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomenon (CEIDP)*. 2017. p. 189-192.
- [100] Bezdek J. C., Ehrlich R., Full W. « FCM: The fuzzy c-means clustering algorithm ». *Comput. Geosci.* 1 janvier 1984. Vol. 10, n°2, p. 191-203.
- [101] Krishnapuram R., Keller J. M. « A possibilistic approach to clustering ». *IEEE Trans. Fuzzy Syst.* mai 1993. Vol. 1, n°2, p. 98-110.
- [102] M.-H. Masson, T. Denoeux, « ECM :Evidential c-means algorithm», *Pattern Recognition*, vol. 41 April 2008, P. 1384-1397.
- [103] Laurence LIKFORMAN-SULEM, Elisa BARNEY SMITH, « Reconnaissance des Formes, Théorie et Pratique sous MATLAB », TECHNOSUP, 2013.

- [104] Jiji.N, T Mahalakshmi, «Survey of Exact String Matching Algorithm for Detecting Patterns in Protein Sequence», *Advances in Computational Sciences and Technology*, Volume 10, Number 8 (2017) pp. 2707-2720.
- [105] Zahn C. T. « Graph-Theoretical Methods for Detecting and Describing Gestalt Clusters ». *IEEE Trans. Comput.* janvier 1971. Vol. C-20, n°1, p. 68-86.
- [106] DUBUISSON Bernard, « Diagnostic et reconnaissance des formes ». *Traité des nouvelles technologies, série Diagnostic et Maintenance*, Hermès 1990.
- [107] Charpentier A. « *Le cercle des corrélations en ACP* ». <http://freakonometrics.hypotheses.org/675> (consulté le 2 mars 2018).
- [108] Verrelli C. M. et al. « On-line identification of winding resistances and load torque in induction machines ». *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2014. Vol. 22, n°4, p. 1629–1637.
- [109] IEEE Standard: « IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Up to and Including 100 MVA with 55 C or 65 C Average Winding Rise ». *ANSI/IEEE Std C57.92-1981* décembre 1981.
- [110] Cocozza-Thivent C. *Processus de renouvellement markovien Processus de Markov déterministes par morceaux*. [En ligne]. décembre 2016. Disponible sur : < <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01418366> > (consulté le 11 avril 2018)
- [111] Duval M., DePabla A. « Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases ». *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Mars 2001. Vol. 17, n°2, p. 31-41.
- [112] Duval M. « A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers ». *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Mai 2002. Vol. 18, n°3, p. 8-17.