

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	i
REMERCIEMENTS	iv
TABLE DES MATIÈRES	vi
LISTE DES TABLEAUX	ix
LISTE DES FIGURES	x
LISTE DES ACRONYMES	xix
CHAPITRE 1	1
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
1.1 INTRODUCTION	1
1.2 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE	3
1.3 ORIGINALITÉ DU PROJET	5
1.4 MÉTHODOLOGIE	6
CHAPITRE 2	10
REVUE DE LA LITTÉRATURE	10
2.1 COMPOSANTES DU SYSTÈME D'ISOLATION	10
2.2 SURVEILLANCE ET DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	15
2.2.1 Analyse des gaz dissous (DGA)	16
2.2.2 Mesure du degré de polymérisation (DP)	18
2.2.3 Analyse des dérivés furaniques avec la chromatographie en phase liquide ...	18
2.2.4 Chromatographie d'exclusion	19
2.2.5 La réponse diélectrique	20
2.2.6 La tension de recouvrement (RVM)	21
2.2.7 Courant de polarisation de et dépoarisation (PDC)	23
2.2.8 La mesure des décharges partielles (PD)	24
2.3 POSSIBILITÉ D'ESTIMER LA DURÉE DE VIE DES TRASFORMATEURS DE PUISSANCE	28
2.4 GESTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	32

CHAPITRE 3.....	35
ÉTUDE ET CARACTÉRISATION DU VIELLISSEMENT DU SYSTÈME D'ISOLATION CARTON HUILE	35
3.1 CARACTÉRISATION DU VIELLISSEMENT DE L'HUILE ET DU PAPIER ISOLANTS PAR DIVERSES TECHNIQUES DE DIAGNOSTICS MODERNES	35
3.1.1 Procédure de vieillissement accéléré	35
3.1.2 Résultats des tests électriques	37
3.1.3 Influence du ratio carton/huile.....	43
3.2 RÉSULTATS DE TESTS PHYSICOCHIMIQUES TRADITIONNELS ET MODERNES	47
3.3 ÉTUDE DES PRODUITS DE DÉGRADATION DE DIFFÉRENTS LIQUIDES ISOLANTS	56
3.3.1 Effet de l'oxygène sur la dégradation de l'huile.....	56
3.3.2 Étude comparative du vieillissement thermique des ester et des huiles minérales.....	66
CHAPITRE 4.....	73
QUELQUES REFLEXIONS SUR LA NORME ASTM D6802 ET L'ANALYSE DES GAZ DISSOUS.....	73
4.1 RADICAUX LIBRES.....	79
4.2 ANALYSE DES GAZ DISSOUS.....	80
4.2.1 Contexte.....	81
4.2.2 Procédure expérimentale.....	84
4.2.3 Résultats.....	85
4.3 STABILITÉ DES HUILES MINÉRALES SOUS DÉCHARGE ÉLECTRIQUE	88
4.3.1 Évaluation de la tendance au gazage des huiles	89
4.3.2 Procédure expérimentale.....	90
4.3.3 Discussion des résultats	93
CHAPITRE 5.....	98
CONTÔLE NON DESTRUCTIF DES ISOLATIONS ÉLECTRIQUES PAR SPECTROSCOPIE DIÉLECTRIQUE DURANT LA FABRICATION D'UNE TRAVERSÉE	98
5.1 MESURE DE LA TENSION DE RECOUVREMENT.....	99

5.2	LA SPECTROSCOPIE DANS LE DOMAINE FRÉQUENTIELLE	100
5.3	CONCEPTION DE LA BORNE DE TRAVERSÉE CAPACITIVE	101
5.4	INVESTIGATIONS EXPÉRIMENTALES	104
5.4.1	Résultats de la spectroscopie dans le domaine fréquentiel	105
5.4.2	Résultats de mesure de la tension de recouvrement	110
5.4.3	Résultats de mesure des courants de polarisation et de dépolarisation.....	117
CHAPITRE 6.....		120
MODÉLISATION D'UN DIÉLECTRIQUE PAR RÉSEAU D'IMPÉDANCE		120
6.1	MODÉLISATION ET ÉTUDE EXPÉRIMENTALE	125
6.1.1	Le modèle	125
6.1.2	Résultats et discussions.....	128
6.2	CONCLUSIONS.....	133
CHAPITRE 7.....		134
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS		134
7.1	CONCLUSIONS.....	134
7.2	RECOMMANDATION POUR TRAVEAUX FUTURES	140

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1: VALEURS DE LA DUREE DE VIE NORMALE DE L'ISOLATION (IEEE C57.91-1995) [59].....	31
TABLEAU 2 : RATIOS DE CAPACITE POUR DES CARTONS IMPREGNES POUR DIFFERENTES DUREE DE VIEILLISSEMENT.....	39
TABLEAU 3. RATIOS DES PRODUITS DE DEGRADATION DUS AU VIEILLISSEMENT THERMIQUE AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE.	64
TABLEAU 4 : DDF DU PAPIER VIEILLI DANS LES DIFFERENTS FLUIDES AVEC ET SANS INFLUENCE D'OXYGENE A LA FIN DE LA PERIODE DE VIEILLISSEMENT ACCELERE (APRES 4 JOURS).	66
TABLEAU 5: GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE CLAQUAGE ELECTRIQUE.....	85
TABLEAU 6: ANALYSE DES GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE CLAQUAGE ELECTRIQUE. ..	86
TABLEAU 7: GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE CLAQUAGE ELECTRIQUE.....	86
TABLEAU 8: ANALYSE DES GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE CLAQUAGE ELECTRIQUE. ..	86
TABLEAU 9: GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE LA CONTRAINTE THERMIQUE (140°C / 72H).....	87
TABLEAU 10: GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE LA CONTRAINTE THERMIQUE (160°C / 96H).....	87
TABLEAU 11 : ANALYSE DES GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE LA CONTRAINTE THERMIQUE (140°C/72H).....	88
TABLEAU 12: ANALYSE DES GAZ DISSOUS APRES APPLICATION DE LA CONTRAINTE THERMIQUE (160°C/9 H).....	88
TABLEAU 13. ABSORBANCE DES ECHANTILLONS D'HUILE AVANT LE TEST DE STABILITE D6180.....	96
TABLEAU 14. ÉVALUATION DES ECHANTILLONS D'HUILE APRES LE TEST DE STABILITE D6180.	97
TABLEAU 15 : CR CALCULE A PARTIR DES VALEURS DE LA CAPACITE.	109
TABLEAU 16 : RESULTATS DES MESURES PAR LE RVM POUR LES DIFFERENTES ETAPES DE FABRICATION.	112
TABLEAU 17 : CONDUCTIVITE DE L'HUILE ET DU PAPIER.	119
TABLEAU 18: COMPARAISON ENTRE RESULTATS DE SIMULATION ET VALEURS REELLES APPROXIMATIVES DE LA PERMITTIVITE RELATIVE.	129

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1: SYSTEME DE SECHAGE DE L'HUILE [4]. -----	7
FIGURE 2: MONTAGE POUR SIMULER LA PRESENCE DE L'OXYGENE DANS LE TRANSFORMATEUR [5]. -----	8
FIGURE 3: STRUCTURE CHIMIQUE DU GLUCOSE ET DE LA CELLULOSE [6]. -----	11
FIGURE 4 : LES DIFFERENTS PROCESSUS DE DEGRADATION DE LA CELLULOSE [23]. -----	13
FIGURE 5 : STRUCTURE CHIMIQUE DES DERIVES FURANQUES [23]. -----	14
FIGURE 6 : SCHEMA DE PRINCIPE DU HPLC [33]. -----	19
FIGURE7: SCHEMA DE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU CHROMATOGRAPHE [34].-----	20
FIGURE8 : DISTRIBUTION DU POIDS MOLECULAIRE D'UN PAPIER NEUF (TRAIT DISCONTINU) ET D'UN PAPIER VIEUX (TRAIT CONTINU) [6]. -----	20
FIGURE 9:CIRCUIT SIMPLIFIE DE LA MESURE PAR RVM [8].-----	21
FIGURE 10: EXEMPLE DE MESURE PAR RVM [8]. -----	22
FIGURE 11 : COURBES DE LA REPONSE EN TENSION MAXIMALE EN FONCTION DU TEMPS DE CHARGE POUR DES TRANSFORMATEURS D'AGE DIFFERENTS [37]. -----	22
FIGURE.12 : CIRCUIT SIMPLIFIE DE LA MESURE PAR PDC [16]. -----	24
FIGURE13 : ALLURE DES COURBES DE POLARISATION ET DE DEPOLARISATION [40].-----	24
FIGURE 14 : ESPERANCE DE VIE MINIMALE (IEEE C57.91-1995) [59]. -----	30
FIGURE 15 : PERTES DUES AU SYSTEME D'ISOLATION PAR RAPPORT AUX AUTRES CAUSES DE PANNE [17]. -----	32
FIGURE 16 : REPRESENTATION SCHEMATIQUE DU SYSTEME DE VIEILLISSEMENT. -----	36
FIGURE 17 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LE FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE DE L'HUILE. -----	38
FIGURE 18 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LE COURANT DE POLARISATION. ---	40
FIGURE 19 : SPECTRE DE LA TENSION DE RECOUVREMENT POUR DIFFERENTES DUREE DE VIEILLISSEMENT. -----	41
FIGURE 20 : SPECTRE DU TEMPS A LA CRETE POUR DIFFERENTES DUREE DE VIEILLISSEMENT. -----	42
FIGURE 21 : RESISTANCE A LA TRACTION DU CARTON EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT. -----	43
FIGURE 22 : CONDUCTIVITE DE L'HUILE A 1mHz EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS RATIOS HUILE/CARTON.-----	44

FIGURE 23 : FACTEUR DES PERTES DE L'HUILE A 1MHz EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS RATIOS HUILE/CARTON.-----	44
FIGURE 24 : FACTEUR DES PERTES DE L'HUILE A 60 Hz EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS RATIOS HUILE/CARTON.-----	45
FIGURE 25 : PARTIE REELLE DE LA PERMITTIVITE DE L'HUILE A 60 Hz EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS RATIOS HUILE/CARTON. -----	45
FIGURE 26 : FACTEUR DES PERTES DU CARTON A 60 Hz EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS RATIOS HUILE/CARTON.-----	46
FIGURE 27 : EFFET DU VIEILLISSEMENT SUR LE NAT ET L'ABSORBANCE DE L'HUILE DANS LE SPECTRE VISIBLE (NAT: NOMBRE D'ACIDE TOTAL [MG KOH/G HUILE]).-----	48
FIGURE 28 : RELATION ENTRE LES PRODUITS DE DEGRADATION ET LA VISCOSITE DE L'HUILE MESUREE A 20°C. -----	49
FIGURE 29 : CONTENU DES PRODUITS DE DEGRADATION DISSOUS EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTES PROPORTIONS HUILE/PAPIER. -----	50
FIGURE 30 : TURBIDITE FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTES PROPORTIONS HUILE/PAPIER. -----	51
FIGURE 31 : EFFET DU VIEILLISSEMENT SUR LE SPECTRE PAR SIRTf ENTRE 1600 ET 1820 cm^{-1} . -----	52
FIGURE 32 : EFFET DU VIEILLISSEMENT SUR LE SPECTRE PAR SIRTf ENTRE 1400 ET 1550 cm^{-1} . -----	52
FIGURE 33 : EFFET DU VIEILLISSEMENT SUR LE SPECTRE PAR SIRTf ENTRE 3200 ET 3600 cm^{-1} . -----	53
FIGURE 34 : EFFET DE 1000 HEURES DE VIEILLISSEMENT SUR LE SPECTRE PAR SIRTf ENTRE 1600 ET 1820 cm^{-1} .-----	54
FIGURE 35 : EFFET DE 1000 HEURES DE VIEILLISSEMENT SUR LE SPECTRE PAR SIRTf ENTRE 1400 TO 1550 cm^{-1} . -----	54
FIGURE 36 : RESUME DES RESULTATS. -----	56
FIGURE 37 : REPRESENTATION SCHEMATIQUE DU SYSTEME DE VIEILLISSEMENT EN PRESENCE ET EN ABSENCE DE L'OXYGENE. -----	59
FIGURE 38 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LA FORMATION DES PRODUITS SOLUBLES DANS LES HUILES A BASE DE PETROLE, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE.-----	60
FIGURE 39 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LA FORMATION DES PRODUITS SOLUBLES DANS LES ESTERS NATURELS, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE.----	60

FIGURE 40 : DECOLORATION DES FLUIDES ISOLANTS: SUR CHACUN DES 4 PHOTOS, LE FLUIDE NEUF EST SUR LA GAUCHE, LE FLUIDE VIEILLI SOUS L'EFFET DE L'OXYGENE EST AU MILIEU ET LE FLUIDE VIEILLI EN ABSENCE D'OXYGENE EST A DROITE. -----	61
FIGURE 41 : GEL PRODUIT PAR VIEILLISSEMENT THERMIQUE ACCELERE DANS LES ESTERS NATURELS. -----	62
FIGURE 42 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LA FORMATION DES PRODUITS INSOLUBLES DANS LES HUILES A BASE DE PETROLE, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE.-----	62
FIGURE 43 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LA FORMATION DES PRODUITS INSOLUBLES DANS LES ESTERS NATURELS, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE. -	63
FIGURE 44 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LE DDF DANS LES HUILES MINERALES, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE. -----	65
FIGURE 45 : EFFET DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LE DDF DANS LES ESTERS, AVEC ET SANS INFLUENCE DE L'OXYGENE. -----	65
FIGURE 46 : COURBES D'ABSORBANCE D'HUILES: NEUVE, LEGEREMENT OXYDEE, OXYDEE ET TRES OXYDEE: DDF=FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE, T = TURBIDITE, TAN = ACIDITE, AREA= INTEGRATION NUMERIQUE DES AIRE SOUS LES COURBES D'ABSORBANCE. -----	67
FIGURE 47 : BALAYAGE EN FREQUENCE DU FACTEUR DE PERTES DE L'HUILE MINERALE. ----	68
FIGURE 48 : BALAYAGE EN FREQUENCE DU FACTEUR DE PERTES DE L'ESTER NATUREL. ----	69
FIGURE 49. : BALAYAGE EN FREQUENCE DU FACTEUR DE PERTES DE L'ESTER SYNTHETIQUE. -----	69
FIGURE 50 : CONTENU RELATIF EN PRODUITS DE DEGRADATION DISSOUS EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT.-----	70
FIGURE 51 : TURBIDITE EN FONCTION DE LA DUREE DE VIEILLISSEMENT POUR DIFFERENTS FLUIDES. -----	71
FIGURE 52 : PROCESSUS DE DEGRADATION DE L'ISOLATION DANS LES TRANSFORMATEURS A RESPIRATION LIBRE. -----	80
FIGURE 53 : GAZ PRODUITS DANS L'HUILE PAR LA DECOMPOSITION DE LA CELLULOSE ET LE PAPIER [105]. -----	83
FIGURE 54: METHODOLOGIE D'INVESTIGATION DE L'INFLUENCE DE LA DEGRADATION DE L'HUILE SUR LA PRODUCTION DES GAZ. -----	85
FIGURE 55 : CELLULE DE DECHARGE SELON ASTM D6180 [56]. -----	91
FIGURE 56 : FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE EN FONCTION DE LA FREQUENCE D'UNE HUILE PROVENANT D'UN TRANSFORMATEUR AVANT ET APRES DEGAZAGE. -----	93

FIGURE 57 : CONDUCTIVITE ELECTRIQUE EN FONCTION DE LA FREQUENCE D'UNE HUILE PROVENANT D'UN TRANSFORMATEUR AVANT ET APRES DEGAZAGE. -----	94
FIGURE 58 : GAZAGE DES ECHANTILLONS D'HUILE. -----	95
FIGURE 59. ABSORBANCE DES ECHANTILLONS D'HUILE AVANT ET APRES LES TESTS DE STABILITE D6180.-----	96
FIGURE 60 : CYCLE DE MESURE DE LA TENSION DE RECOUVREMENT. -----	100
FIGURE 61 : VUE DETAILLEE SUR LES ELEMENTS DE CONSTRUCTION D'UNE BORNE DE TRAVERSEE CAPACITIVE TYPIQUE DE 69 kV ET MOINS. -----	101
FIGURE 62 : COUPE DU SYSTEME D'ISOLATION D'UNE BORNE DE TRAVERSEE.-----	103
FIGURE 63 : APERÇU DE LA BORNE DE TRAVERSEE CAPACITIVE AVEC PAPIER IMPREGNE D'HUILE.-----	104
FIGURE 64 : LA CONDUCTIVITE EN FONCTION DE LA FREQUENCE POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	106
FIGURE 65 : VARIATION DU FACTEUR DE PUISSANCE EN FONCTION DE LA FREQUENCE POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. LA TENEUR EN EAU DE L'HUILE UTILISEE POUR L'IMPREGNATION EST DE 15 PPM. -----	107
FIGURE 66 : VARIATION DU FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE (DDF) EN FONCTION DE LA FREQUENCE MESURE POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	108
FIGURE 67 : CAPACITE MESUREE EN FONCTION DE LA FREQUENCE POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	108
FIGURE 68 : BALAYAGE EN FREQUENCE DE LA CAPACITE POUR UNE BORNE DE TRAVERSEE AVEC ET SANS COURT-CIRCUIT. LA LIGNE CONTINUE REPRESENTE L'ETAPE APRES SECHAGE ALORS QUE LA LIGNE DISCONTINUE REPRESENTE L'ETAPE DE L'IMPREGNATION. -----	110
FIGURE 69 : TENSION DE RECOUVREMENT EN FONCTION DU TEMPS POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	111
FIGURE 70 : SPECTRE DE LA PENTE S (dU_R/dT) POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -	113
FIGURE 71 : SPECTRE DE T_{pic} POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	115
FIGURE 72 : RV MAX EN FONCTION DU TEMPS DE CHARGE POUR UNE BORNE DE TRAVERSEE SANS DEFAUT ET UNE BORNE AVEC DEUX COUCHES DE CONDENSATEURS COURT- CIRCUITEES. LA LIGNE CONTINUE REPRESENTE L'ETAPE APRES CONCEPTION, LA LIGNE DISCONTINUE REPRESENTE L'ETAPE DE SECHAGE ET LA LIGNE EN POINTILLE REPRESENTE L'IMPREGNATION. -----	115
FIGURE 73 : SPECTRE DE LA CONSTANCE DE TEMPS CENTRAL EN FONCTION DU TEMPS DE CHARGE POUR UNE BORNE DE TRAVERSEE SANS DEFAUT ET UNE BORNE AVEC DEUX	

COUCHES DE CONDENSATEURS COURT-CIRCUITEES. LA LIGNE CONTINUE REPRESENTE L'ETAPE APRES SECHAGE ET LA LIGNE EN DISCONTINUE L'ETAPE APRES L'IMPREGNATION. -----	116
FIGURE 74 : SPECTRE DE LA PENTE INITIALE EN FONCTION DU TEMPS DE CHARGE POUR UNE BORNE DE TRAVERSEE SANS DEFAUT ET UNE BORNE AVEC DEUX COUCHES DE CONDENSATEURS COURT-CIRCUITEES. LA LIGNE CONTINUE REPRESENTE L'ETAPE APRES CONCEPTION, LA LIGNE DISCONTINUE REPRESENTE L'ETAPE DE SECHAGE ET LA LIGNE EN POINTILLE REPRESENTE L'IMPREGNATION. -----	116
FIGURE 75 : COURANTS DE POLARISATION MESURES POUR UNE TRAVERSEE AVEC ET SANS COUCHES COURT-CIRCUITEES POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	118
FIGURE 76 : COURANTS DE DEPOLARISATION MESURES POUR UNE TRAVERSEE AVEC ET SANS COUCHES COURT-CIRCUITEES POUR LES TROIS ETAPES DE FABRICATION. -----	118
FIGURE 77: CELLULE ELEMENTAIRE CONSTITUANT LE DIELECTRIQUE. -----	126
FIGURE 78: MODELISATION D'UNE ISOLATION CONSTITUEE DE DEUX MATERIAUX. -----	126
FIGURE 79: REPRESENTATION DU RESEAU D'IMPEDANCES EN TROIS DIMENSIONS. LES POINTS SONT LES CENTRES DES CELLULES ELEMENTAIRES ET LA LIAISON ENTRE DEUX POINTS REPRESENTE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE ENTRE DEUX NŒUDS ($N=P=4$). -----	128
FIGURE 80: BALAYAGE EN FREQUENCE DE LA VALEUR ABSOLUE DE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE Z . -----	130
FIGURE 81: BALAYAGE EN FREQUENCE DE L'ARGUMENT DE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE Z . -----	131
FIGURE 82: BALAYAGE EN FREQUENCE DE LA VALEUR ABSOLUE DE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE Z DU CARTON IMPREGNE D'HUILE (MESURE ET SIMULATION). -----	132
FIGURE 83: BALAYAGE EN FREQUENCE DE L'ARGUMENT DE L'IMPEDANCE EQUIVALENTE Z DU CARTON IMPREGNE D'HUILE (MESURE ET SIMULATION). -----	132

LIST DES ACRONYMES

- ADG: analyse des gaz dissous
 ASTM: American Society for Testing and Materials
 B: constant = $1.3806488(13) \times 10^{-23}$ J/K
 C: capacité
 $\chi(\omega)$: susceptibilité diélectrique complexe
 $\chi'(\omega)$: composante réelle de la susceptibilité diélectrique
 $\chi''(\omega)$: composante imaginaire de la susceptibilité diélectrique
 C_1 : constante dépendant de la température
 C_E : constante dépendant de la température

CIGRÉ: Conseil International des Grands Réseaux Électriques
 CR: capacitance ratio C-ratio
 C_x : capacité de la couche x
 C_x , la d'un ayant une longueur
 d_{couche} : épaisseur
 DDP: produit de dégradation dissous
 DGA: analyse des gaz dissous (dissolved gas analysis)
 DP: Degré de polymérisation.
 E: l'amplitude du champ électrique.
 ω : pulsation
 ϵ_0 : permittivité du vide = $8,852 \cdot 10^{-12}$ As/Vm
 ϵ : permittivité diélectrique complexe
 ϵ' : composante réelle de permittivité diélectrique
 ϵ'' : composante imaginaire de permittivité diélectrique
 E_m : champ électrique maximum
 EPRI: Electric Power Research Institute
 FDD: facteur de dissipation diélectrique
 FDS: spectroscopie en domaine fréquentiel (frequency domain spectroscopy)
 FP: facteur de puissance
 FTIR: spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (Anglais : Fourier transformer infrared spectroscopy)
 h: constante dépendant de la température,
 I: courant
 IDA200 : analyseur d'isolation (Insulation Diagnostic Analyzer)
 IEEE: Institute of Electronics and Electrical Engineering
 J: densité de courant
 k : constante de Boltzmann
 L: durée de vie
 l_x : longueur de l'élément cylindrique à la couche x
 NAT: nombre d'acide total
 NE1, NE2 : ester naturel
 P1, P2 : huile minérale
 PDC: cournat de polarizaton et de épolarisation (anglais : polarization and depolarization current)
 PI: Indice de polarisation (polarization index)
 ppm : partie par million
 Q_x : charge
 R : taux de dégradation,
 r: rayon
 r_0 : rayon du conducteur haute tension
 RVM: mesure de la tension de recouvrement (Anglais : Recovery Voltage Measurement)
 s: section d'un conducteur de

t: temps

Θ : température absolue

$\tan \delta$: facteur des pertes diélectrique

TAN: nombre d'acide total (Total acidnumber)

T_c : temps de charge

T_{cdom} : constante principale (dominante) de temps

T_d : temps de décharge

TS: résistance à la traction (Tensile strenght)

U: tension sinusoïdale

U_x : tension à la couche x

V_{max} : valeur maximale de la tension de recouvrement

V_R : tension de retour/recouvrement

ω : pulsation

X : est la proportion relative de papier dans le mélange diélectrique

x : variable élément cylindrique

α : une constante égale à 3,59.

ΔW : énergie de la réaction chimique

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 INTRODUCTION

Les pannes des transformateurs de puissance sont étroitement liées aux défauts dans leurs systèmes d'isolation. Dans de bonnes conditions de fonctionnement, la durée de vie moyenne des transformateurs se situe entre 30 et 40 ans[1]. Cependant, ce n'est généralement pas toujours le cas en réalité, car dans des applications pratiques, les systèmes d'isolation, sont soumis à plusieurs types de contraintes d'origines électrique, thermique, mécanique et environnementale. Ces contraintes donnent naissance à des défauts internes qui se développent lentement entraînant la détérioration progressive de l'isolation. Les défauts, initialement intermittents, commencent alors à persister dans le système. S'ils ne sont pas détectés à temps et corrigés, ils peuvent mener à des pannes catastrophiques et engendrer par conséquent, d'énormes pertes financières.

La détection des défauts naissants dans les transformateurs peut ainsi fournir des informations précieuses qui aideront à prendre les dispositions nécessaires afin d'éviter ces pannes. Certains défauts ne sont pas détectables par les dispositifs de protection usuels tels que les fusibles et les relais de protection. C'est pourquoi, des méthodes spécialisées ont été mises au point pour détecter les anomalies et évaluer l'état des transformateurs. Aujourd'hui, ces techniques sont mises en application par des entreprises, qui, pour des raisons économiques et techniques, tendent à changer leur stratégie de surveillance et privilégient désormais une surveillance basée sur l'état de l'équipement plutôt que sur l'entretien périodique.

De nos jours, la gestion de la population vieillissante des transformateurs de puissance est devenue l'un des problèmes les plus importants auxquels font face les ingénieurs et les responsables d'entretiens de postes électriques. La question qui se pose est la suivante: est-il possible de prolonger la vie d'un transformateur sans aucun risque de panne catastrophique? En d'autres termes, de quel genre d'information a-t-on besoin pour une meilleure prise de décision sur l'entretien, le remplacement ou la rénovation du transformateur? Pour répondre à ces questions, une compréhension complète des phénomènes de vieillissement est indispensable et le développement de nouvelles méthodes de surveillance plus efficaces sont nécessaires.

L'expérience montre en effet que, dans ce domaine de la science, il vaut mieux prévoir, au départ, de mesurer le plus de paramètres électriques, physicochimiques et mécaniques possibles, car la question de savoir lesquels jouent un rôle significatif dans le processus de vieillissement des matériaux n'est pas encore tranchée définitivement.

Un tel projet de recherche offrira, aux exploitants des réseaux électriques, un moyen puissant de réduction des coûts, et cela sur différents plans. Tout d'abord, une méthode de surveillance en ligne et de diagnostic hors ligne des isolants (principalement en ce qui concerne le réseau de transport) permet d'intervenir sur un composant avant qu'une défaillance majeure ne se produise. Ainsi, il est possible d'éviter, en premier lieu, les couvertures d'assurance et en second lieu, les pertes de production qui résulteraient du sinistre.

Ensuite, l'évaluation précise de l'état d'un composant du réseau électrique permet de prévoir son remplacement au moment optimal. Aujourd'hui, pour éviter de mauvaises surprises, il est fréquent de remplacer un tel composant lorsqu'il atteint un âge donné, alors même qu'il pourrait peut-être encore fonctionner durant plusieurs années sans problèmes. Des moyens de surveillance et de diagnostic fiables constituent donc un outil économique de planification de l'entretien du réseau électrique.

1.2 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE

Cette étude s'inscrit dans le cadre des activités de recherche de la chaire de recherche du Canada (CRC) ISOLIME dont l'une s'articule autour de la fiabilité et la sûreté des réseaux électriques par l'étude des aspects scientifiques et techniques des systèmes d'isolation liquides et mixtes, utilisés dans les équipements de puissance.

Plusieurs objectifs pourraient être assignés à ce projet. Cependant compte tenu du délai imparti à des études doctorales et de la complexité des phénomènes impliqués, nous nous sommes limités à deux des thèmes proposés par la CRC ISOLIME. Le premier concerne l'étude de la détérioration et du vieillissement des isolants liquides et mixtes, dans le but d'identifier les phénomènes fondamentaux qui y sont impliqués, et d'établir une corrélation entre la dégradation des propriétés de l'isolation et les produits de vieillissement (gaz dissous et humidité). Le second thème porte sur le développement des techniques de diagnostic et de surveillance en ligne de l'état des équipements à travers le contrôle de l'isolation, et ce, en vue d'identifier les signes avant-coureurs de défaillances du matériel. L'objectif de ce deuxième axe de recherche est de combiner certaines techniques afin d'identifier les paramètres majeurs qui pourront nous renseigner sur l'apparition des défauts naissants et sur l'état de l'isolation.

L'objectif principal de ce projet est de déterminer les capacités des procédures et/ou techniques pour évaluer l'état des transformateurs approchant leur fin de vie.

Les objectifs spécifiques de ce projet peuvent ainsi être résumés selon deux priorités:

- **Etude des contraintes et leurs interactions mutuelles sur la dégradation de l'isolation**

Actuellement la mesure du degré de polymérisation et l'analyse furanique sont les méthodes les plus utilisées pour évaluer le processus de vieillissement du papier isolant. Il s'agit là de méthodes exigeant le prélèvement d'échantillons (solide ou liquide) du transformateur. Des travaux de recherche ont montré que l'utilisation de nouvelles

méthodes électriques non destructives telles que la mesure de la tension de recouvrement et la mesure du courant de polarisation et de dépolarisation, sont sensibles au taux d'humidité dans l'isolation solide des transformateurs. Cependant elles ne permettent pas de séparer le vieillissement de la présence d'humidité sauf peut-être par une analyse des corrélations entre les paramètres diélectriques, physiques et chimiques du système d'isolation. Il devient alors primordial d'analyser les contraintes et leurs interactions mutuelles sur les processus de dégradation et de vieillissement du système d'isolation huile/papier.

Il s'agit d'une recherche fondamentale et appliquée qui devrait permettre d'améliorer nos connaissances des mécanismes de vieillissement/dégradation des isolations des transformateurs. Cette dégradation peut conduire à des pannes complètes, qui sont très coûteuses pour les exploitants et très gênantes pour les clients connectés à ces réseaux. Les informations qui en découleraient devraient permettre de mieux comprendre le processus de dégradation des isolants et ainsi permettre aux responsables de maintenance de prévoir les pannes.

- **Explorations de nouvelles applications et limites de techniques de diagnostics existantes**

Depuis quelques années, plusieurs travaux, ont montré que la mesure de la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel et temporel pouvait être utilisée pour diagnostiquer l'état de vieillissement de certains matériels haute tension (transformateurs, câbles,...). Dans cette étude, de nouvelles applications sont explorées pour le suivi du processus de fabrication d'un équipement de puissance.

L'analyse des gaz dissous (AGD) est la technique de diagnostic la plus utilisée par les ingénieurs en charge de la maintenance des transformateurs de puissance. Des investigations récentes ont montré que les produits de dégradation peuvent contribuer à la génération des gaz. Des investigations sont alors nécessaires pour vérifier l'impact du vieillissement sur le diagnostic par analyse de gaz dissous. À long terme, ces résultats pourraient permettre d'améliorer l'AGD. L'utilisation des essais de diagnostic plus fiables

constituera un outil économique et de planification de l'entretien du réseau électrique des entreprises d'électricité.

1.3 ORIGINALITÉ DU PROJET

Le diagnostic et la surveillance de la condition de l'isolation des transformateurs est une question d'importance capitale puisque beaucoup de transformateurs (dans des industries) autour du monde approchent la fin de vie. L'originalité du présent projet tient à la diversité des moyens d'investigations électriques, mécaniques et physicochimiques utilisés. Il paraît dès lors raisonnable d'espérer voir ces travaux aboutir à l'amélioration de méthodes de diagnostic. Un tel projet présente un intérêt évident pour les exploitants de réseaux électriques qui disposeraient ainsi d'outils appropriés pour le diagnostic et/ou la surveillance en service des transformateurs et la planification de leurs investissements. L'expertise qui y sera développée pourrait être transférée à l'industrie canadienne de l'électricité. L'application de la recherche proposée au diagnostic des transformateurs de puissances offrira non seulement des avantages d'importantes économies, mais a également comme conséquence, de pouvoir relever de manière innovatrice le niveau de fiabilité de l'approvisionnement d'électricité, d'accroître la sécurité de l'alimentation ou de distribution de l'électricité aux utilisateurs. En effet, si on peut prévoir les pannes, il devient possible de les éviter! La sécurité des biens et des personnes étant une préoccupation majeure, la société canadienne toute entière en tirerait le bénéfice. L'énergie électrique faisant partie des champs d'importance stratégiques pour l'économie dans chaque pays, toute nouvelle connaissance a le potentiel de contribuer à l'accroissement des potentialités énergétiques. Nous espérons que ces travaux contribueront à l'amélioration de la capacité d'innovation canadienne, plus particulièrement dans le domaine de la fiabilité des transformateurs, éléments clé (le cœur) des réseaux d'énergie électriques.

1.4 MÉTHODOLOGIE

La CRC ISOLIME est équipée d'outils de diagnostic (électriques et physico-chimiques) à la fine pointe de la technologie, permettant de réaliser des tests selon les standards internationaux (ASTM : American Standard for Testing and Materials, CEI : Commission Électrotechnique Internationale...). Ce laboratoire complètement opérationnel depuis mars 2007, est l'un des rares au niveau des universités canadiennes à offrir la possibilité de mener des recherches et de former du personnel sur la problématique des isolants liquides et mixtes utilisés dans les appareillages de puissance. Cette infrastructure, combinée au laboratoire de haute tension de la CIGELE (l'un des plus importants au niveau des Universités canadiennes), et aux ressources disponibles dans le Laboratoire d'analyse et de séparation des essences végétales - LASEVE, permet d'offrir des méthodes de diagnostic sophistiquées et un matériel de mesures performant, permettant d'associer une approche physicochimique aux tests électriques, qui sont effectués.

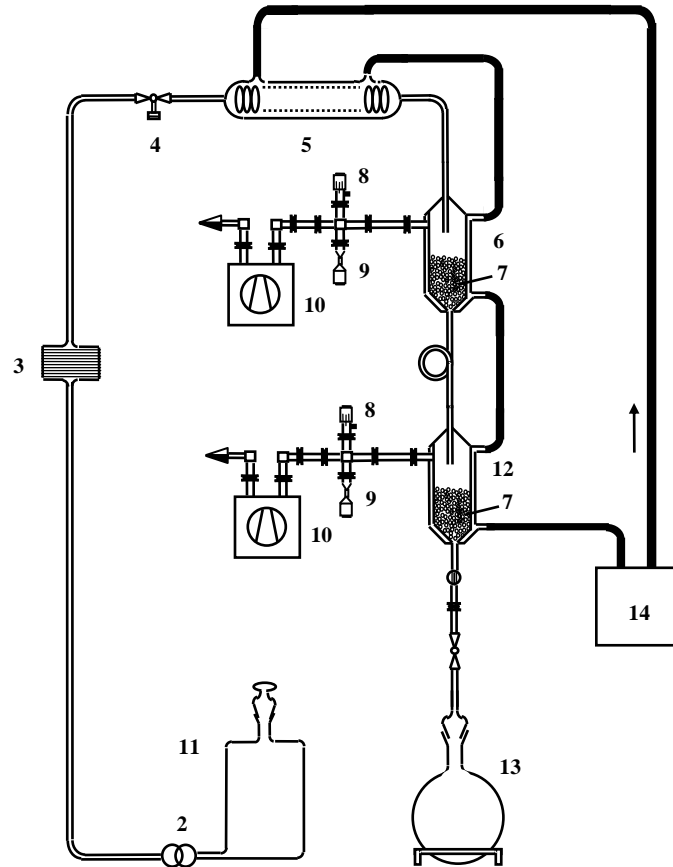
La méthodologie pour ce projet de recherche peut être subdivisée en quatre étapes:

- **Préparation des échantillons**

Les tests de vieillissement des transformateurs suivent des procédures bien spécifiques qui sont décrites dans un guide de l'IEEE[1]. D'après ce guide, la contrainte principale responsable du vieillissement est la chaleur, par conséquent l'étude de la dégradation du papier imprégné s'est faite seulement sous contrainte thermique. Les facteurs accélérant le processus de dégradation, tels que les catalyseurs métalliques, l'oxygène et l'humidité (qui participent au vieillissement réel des transformateurs), sont pris en compte en tant que paramètres dans les tests.

Selon [2], pour une simulation plus réaliste du vieillissement du papier imprégné dans les transformateurs, nous avons introduit les matériaux métalliques principaux (le cuivre, l'acier, l'aluminium et le zinc), qui sont présents dans le transformateur et qui catalysent les réactions d'oxydation avec le temps et la température. Ces matériaux sont scellés dans un papier filtre et plongés dans l'huile avec le papier imprégné.

Les échantillons (papier) ont été découpés en morceaux d'environ 10 cm², et séchés dans un four à vide (Fischer scientifique) à une température de 105°C pendant 48 heures, et ensuite imprégnés avec une huile isolante. Afin de pouvoir comparer nos résultats à ceux provenant de transformateurs en service disponibles localement, l'huile isolante VOLTESSO 35 [3] a été choisie. Cette huile a également été séchée avant d'être utilisée pour l'imprégnation. Le processus de séchage permet de garantir un taux d'humidité très faible (une valeur inférieure ou égale à 5 ppm). Le système de purification conçu à l'UQAC, est basé sur les travaux rapportés dans la référence [4] (figure 1).



- | | |
|----------------------------|-----------------------------|
| 1 Colonne | 8 Manomètre |
| 2 Pompe | 9 Valve de prise d'air |
| 3 Filtre fin | 10 Pompe à vide |
| 4 Réducteur de pression | 11 Réservoir |
| 5 Échangeur de chaleur | 12 2 ^{ème} colonne |
| 6 1 ^{ère} colonne | 13 Cellule de récupération |
| 7 Anneaux de Raschig | 14 Thermostat |

Figure 1: Système de séchage de l'huile [4].

- **Tests de vieillissements accélérés et mesures sur échantillons neufs**

Après l'étape de préparation, les échantillons de papier imprégné sont soumis au processus de vieillissement. Ce dernier est effectué en plaçant les spécimens de papier imprégnés d'huile dans un four à convection à 100°C pour différentes périodes prolongées de 500 heures (20,8 jours), de 1000 heures (41,6 jours), de 2500 heures (104,2 jours), et de 5000 heures (208,3 jours).

Parallèlement au processus de vieillissement accéléré, des tests sont réalisés sur des échantillons neufs. Les tests incluent tous les paramètres diélectriques possibles (capacité, pertes diélectriques, courant de polarisation/dépolarisation, tension de recouvrement) ainsi que les changements dans la composition chimique de nos échantillons (taux d'acidité, résistance à la traction, spectrométrie infrarouge, etc.).

- **Mesures progressives sur les échantillons vieillis**

Les mêmes tests réalisés pour les échantillons neufs sont effectués sur les échantillons vieillis. Dans le procédé de vieillissement, le système représenté à la figure 2 simulait la respiration des transformateurs, et donc l'influence d'oxygène sans humidité, a été réalisé. Ce système est scellé en cas de vieillissement sans oxygène.

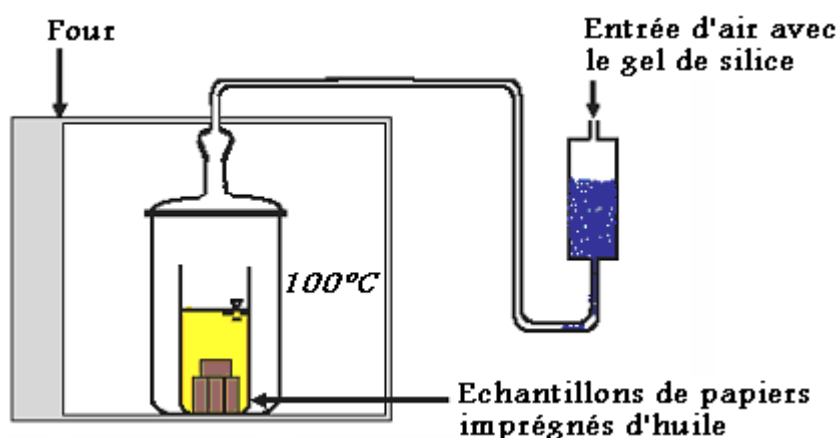


Figure 2: Montage pour simuler la présence de l'oxygène dans le transformateur [5].

- **Analyse des résultats et modélisations mathématiques**

Les facteurs tels que la teneur en eau, la température, la présence ou non de l'oxygène et le temps de vieillissement sont contrôlés, et une variété de paramètres tels que le facteur de puissance, la capacité, le facteur de dissipation diélectrique, la tension de recouvrement, les courants de polarisation et de dépolarisation, les concentration de gaz dissous, etc. sont mesurés et analysés.

Dans cette analyse, nous analysons l'effet de la qualité de l'huile sur les résultats prédits par certaines techniques et sur l'analyse des gaz dissous suivant l'application d'une contrainte thermique et une autre électrique. Nous explorons aussi l'impact majeur de l'oxygène sur la dégradation de l'huile par rapport aux autres catalyseurs de vieillissement. Une étude est faite grâce à la contribution de plusieurs producteurs de fluides isolants, il s'agit de comparaison entre les esters et les huiles minérales du point de vu du vieillissement thermique. Finalement, nous avons profité des résultats obtenus lors des analyses pour les comparer à un modèle électrique en trois dimensions représentant l'isolation.

CHAPITRE 2

REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 COMPOSANTES DU SYSTÈME D'ISOLATION

De nombreuses contributions ont été publiées ces dernières années sur l'évaluation de la vie des transformateurs ainsi que sur les techniques utilisées par les ingénieurs pour estimer l'état de leur système d'isolation (exemple [6], [7], [8], [9], [10], [11]). En outre, un certain nombre d'organismes de techniques, tels que les Comités et groupes de travaux de transformateurs d'IEEE, CIGRE et EPRI, développent des directives propres à chacun d'eux en vue d'évaluer l'état des transformateurs.

Cette recherche bibliographique est subdivisée en quatre parties nécessaires pour une vision générale de la problématique et son importance technico-économique. En premier lieu, les causes de pannes de transformateurs de puissance et les indicateurs permettant de donner une information sur la détérioration du système d'isolation sont abordés. Nous donnons ensuite un aperçu de la gestion des transformateurs et leur rôle économique indispensable. Dans les deux dernières parties, nous présentons les différentes techniques utilisées pour l'évaluation de l'état des transformateurs et les possibilités offertes pour en estimer la durée de vie.

Causes de panne et indicateurs de dégradation dans les transformateurs de puissance :

Le système d'isolation des transformateurs est composé principalement du papier et d'une huile isolante [12], [13]. Le papier se compose principalement de la cellulose, (figure 3), de l'hémicellulose et des résidus de la lignine. La cellulose est constituée de chaînes linéaires d'anneaux de glucose ; leur nombre par chaîne s'appelle le degré de

polymérisation (DP). Les chaînes cellulosiques s'associent à des régions cristallines et amorphes pour former des micro-fibrilles, qui forment à leur tour des fibrilles et finalement des fibres. La majeure partie de la rigidité mécanique du papier est due à la solidité de ces fibrilles et fibres, alors que l'hémicellulose et les résidus de lignine, qui sont des substances amorphes et gommeuses, servent à cimenter l'ensemble [14]. Pour que la rigidité diélectrique du système d'isolation soit la plus élevée possible, le papier est soumis à un processus d'imprégnation avec de l'huile. Le papier est séché dans un premier temps sous vide. Il est ensuite imprégné d'huile isolante pour remplir les vacuoles; cette huile étant auparavant séchée et dégazée. À la fin du processus d'imprégnation, le système d'isolation composé, acquiert en général de très bonnes propriétés diélectriques, et mécaniques.

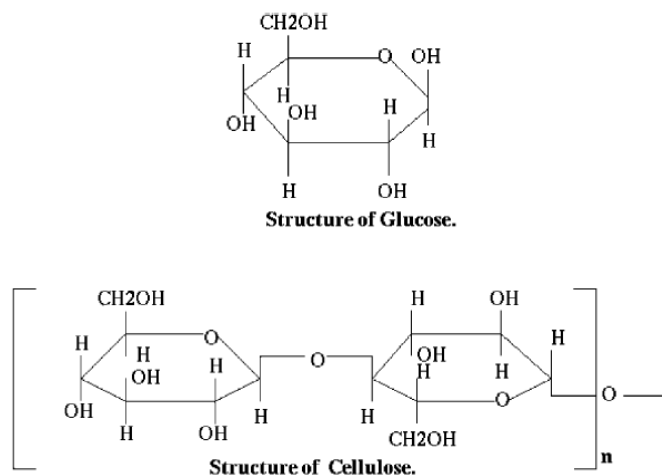


Figure 3: Structure chimique du Glucose et de la cellulose [6].

En pratique, l'isolation est sujette à différents types de contraintes [15]. Ces dernières conduisent à la dégradation des propriétés engendrant ainsi le vieillissement des transformateurs. Ce qui peut conduire à leur dysfonctionnement ou défaillance. D'après les statistiques établies par William H. et Hartley P. E. entre 1997 et 2001 [16], il a été confirmé que la défaillance des transformateurs est étroitement liée aux défauts d'isolations. Cette défaillance est déclenchée habituellement par les surtensions transitoires (foudre, surtensions de manœuvre), court-circuit, détérioration des enroulements, etc. [17], entraînant dans certains cas, l'interruption de service immédiate des transformateurs voir

même d'un poste de transformation entier. La défaillance peut aussi être due aux problèmes internes qui nécessitent la mise hors service du transformateur pour des réparations (remise à neuf). Les problèmes les plus courants sont la production excessive de gaz, les défauts au niveau des enroulements et les taux élevés d'humidité[18], [19].

En fonctionnement normal, l'exposition de l'isolation aux différentes contraintes durant les années de service, conduit inévitablement à un changement délétère et irréversible de sa qualité de diélectrique. Dans ce cas, les défauts internes sont regroupés sous le terme «vieillissement» qui est considéré comme l'un des problèmes majeurs conduisant forcément à la défaillance des transformateurs. Il a été rapporté dans la littérature qu'après seulement 25 ans de service le taux de défaillance dû au vieillissement est de 30% [20].

Les causes de défaillance peuvent être résumées de façon suivante [21]:

- La dégradation accélérée des composants en particulier les traversées.
- La surchauffe des enroulements, due au refroidissement insuffisant.
- Le vieillissement de l'huile, desserrage des contacts et des joints, vibrations, contraintes inhabituelles, etc.
- Les défauts de conception ou défauts de fabrication.
- L'oxygène, les produits de vieillissement de l'huile, l'eau et les impuretés solides sont des agents de dégradation qui peuvent réduire significativement la durée de vie du transformateur, sous l'impact des contraintes thermiques, électriques, électromagnétiques et électrodynamiques.
- La présence d'humidité (eau), qui peut être due à :
 - La décomposition de la cellulose et de l'huile par vieillissement.
 - L'entrée d'eau de l'extérieur (pendant la maintenance).
 - L'humidité résiduelle dans les composants solides épais (non enlevés totalement pendant le séchage).
- La présence de particules résultant du processus de fabrication telles que : la cellulose, les fibres, le fer, l'aluminium, le cuivre, etc. Les impuretés conductrices, comme le carbone et les métaux, sont les plus dangereuses.

- La présence de vacuoles qui peut causer des décharges partielles même sous tension de service.

La température, l'eau et l'oxygène sont les agents les plus importants dans la dégradation de la cellulose[22]. Les trois mécanismes de dégradation : pyrolyse, hydrolyse et oxydation agissent simultanément en brisant les liaisons d'oxygène entre les cycles de glucose comme indiqué à la figure 4. L'hydrolyse est la décomposition chimique d'une substance par l'eau, l'eau étant elle-même décomposée lors de cette réaction. La pyrolyse est la décomposition chimique par l'action de la chaleur. L'oxydation est la fixation d'oxygène par une substance, la cellulose dans ce cas.

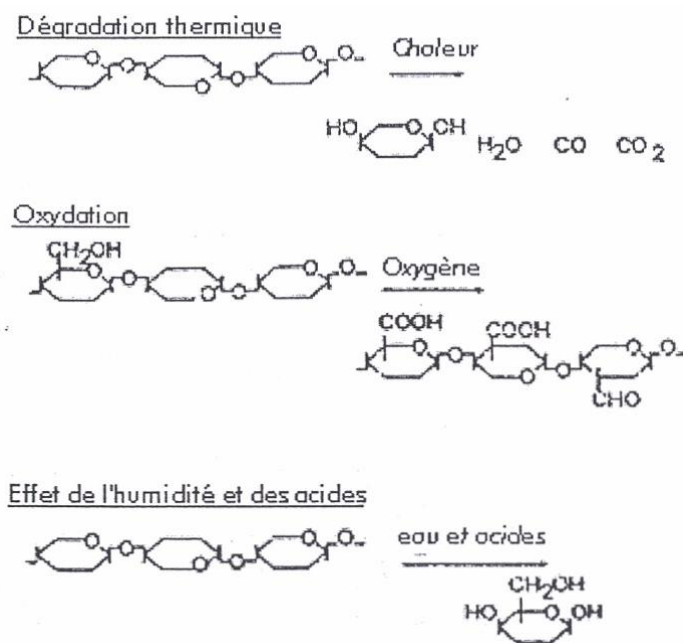


Figure 4 : Les différents processus de dégradation de la cellulose [22].

Le degré de dégradation de la cellulose peut être évalué par l'analyse des teneurs en dérivés furaniques dans l'huile en service. L'intérêt de cette analyse réside dans le fait que les différents mécanismes de dégradation du papier, suscités, conduisent à la rupture des chaînes et à la formation de sucres qui se transforment en dérivés furaniques [22].

Les principaux dérivés furaniques que l'on peut trouver dans une huile sont [22] (figure 5): l'hydroxyméthyl-furfuraldéhyde (5-HMF), le furfuraldéhyde (2-FAL), le méthyl-furfuraldéhyde (5-MEF), l'alcool furfurylique (2-FOL), et l'acétylfurane (2-ACF)

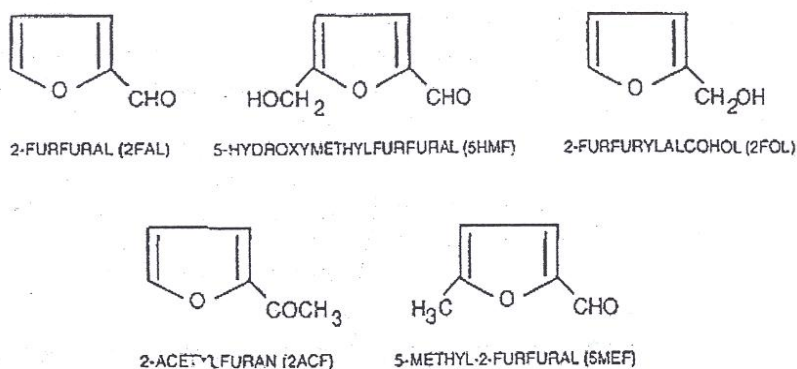


Figure 5 : Structure chimique des dérivés furaniques [22].

Les gaz présents dans l'huile aident également à évaluer le type et le degré de détérioration du système d'isolation puisque ce sont des produits de dégradation. En effet, sous contraintes électriques telles que les décharges partielles, les décharges de fortes intensités (arcs électriques) et la surchauffe liée au facteur électrique, l'huile produit différents gaz : de l'hydrogène (H_2), du méthane (CH_4), de l'éthane (C_2H_6), de l'éthylène (C_2H_4) et de l'acétylène (C_2H_2). On peut aussi trouver du monoxyde et du dioxyde du carbone (CO , CO_2), dus à la décomposition du papier isolant. Quant à l'oxygène (O_2) et à l'azote (N_2), ils sont présents systématiquement dans l'huile [22].

La tension interfaciale et le nombre d'acide total sont deux éléments indispensables pour la détermination de l'état de vieillissement d'une huile d'un transformateur. Elles sont considérées comme deux mesures représentatives du vieillissement puisque elles quantifient les produits de dégradation qui contribuent à empirer l'état du système d'isolation [23].

D'autres propriétés peuvent donner une idée sur la détérioration de l'isolation telles que la viscosité, la couleur de l'huile et la teneur en eau, etc. [6], [10].

2.2 SURVEILLANCE ET DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Le vieillissement d'un transformateur et la quantité d'humidité présente dans son système d'isolation (papier/huile), affectent les propriétés électriques et chimiques de l'isolation. Pour cette raison, nous pouvons diviser les techniques de diagnostic en méthodes physicochimiques et électriques [6].

Les méthodes électriques s'appliquent sur des échantillons de diélectriques, ou sur des appareils complets ou encore sur un ensemble d'équipements. Elles consistent à mesurer les propriétés diélectriques des matériaux (permittivité relative et facteur de dissipation diélectrique, capacité, résistivité, décharges partielles, indice de polarisation,...). Les résultats de ces mesures ne caractérisent pas l'état en tout point des matériaux, mais donnent une moyenne sur l'ensemble d'un volume isolant.

Les méthodes d'analyse chimique tels que l'analyse des gaz dissous dans l'huile, la mesure du degré de polymérisation, la chromatographie en phase liquide, la spectrométrie de masse, etc. sont très utilisées pour évaluer l'état de dégradation des isolations des équipements de la haute tension. Cependant, quelques-unes de ces méthodes nécessitent la prise d'un échantillon de l'isolation pour qu'elles puissent être applicables.

La littérature est très riche en matière d'articles scientifiques qui exposent les différentes techniques utilisées pour la surveillance et le diagnostic des transformateurs ([6], [7], [10], [24], [25], [26]). L'objectif principal est de découvrir la, ou les techniques les plus efficaces pour l'évaluation de l'ampleur de la dégradation du système d'isolation. M. Darveniza et al. [10], supposent que le meilleur critère pour le choix des techniques, est de prendre celles qui mesurent directement les propriétés vitales donnant l'information sur les rigidités diélectriques et mécaniques. Si cela n'est pas possible, le deuxième choix serait les techniques qui mesurent les propriétés moléculaires de l'isolation donnant des informations sur les rigidités diélectriques et mécaniques. En dernier recours, établir une corrélation entre toutes les informations pour arriver à un critère crédible, révélant le vrai état de l'isolation, et donc du transformateur, et qui pourra même nous être utiles pour l'estimation de sa durée de vie. Mais les seuls problèmes qui requièrent plus d'investigations sont :

comment arriver à la meilleure interprétation des informations obtenues par le diagnostic et comment établir la corrélation entre elles ?

Un résumé de ces techniques est présenté ci-après:

- **ANALYSE DES GAZ DISSOUS (DGA)**

L'analyse des gaz dissous, introduite depuis plus de quarante ans, est l'une des techniques les plus utilisées pour le diagnostic des transformateurs. Sa popularité provient du fait qu'elle est non destructive et qu'elle peut être utilisée pour la surveillance en temps réel. Pour effectuer une analyse, cette technique n'exige qu'une faible quantité d'huile isolante, prélevée sans interruption de service du transformateur. Les gaz dissous dans les huiles isolantes sont généralement le résultat de la détérioration des systèmes d'isolation (papier et huile) causée par les décharges et les arcs électriques, la surchauffe et la dégradation du papier. Les principaux gaz produits sont le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4), l'acétylène (C_2H_2), l'hydrogène (H_2), le monoxyde et le dioxyde du carbone (CO , CO_2). Pour extraire et quantifier ces gaz, la chromatographie en phase gazeuse est appliquée. Les résultats indiquent les taux des gaz dissous dans l'huile en *ppm*. Les résultats peuvent être comparés aux tests effectués auparavant, leur interprétation fait toujours l'objet d'études par des chercheurs à travers le monde. Des recherches extensives ont été entreprises pour analyser et interpréter les gaz mesurés et plus particulièrement leurs taux. La liste qui suit, présentent des méthodes proposées depuis les débuts de l'analyse des gaz dissous jusqu'à nos jours [27]:

- (Type de défauts naissants) traductions, Incipient Fault Types, Frank M. Clark, 1933/1962
- (Ratio de Dörnenburg) traductions, Dörnenburg Ratios, E. Dörnenburg, 1967, 1970
- (Système de Potthoff) traductions, Potthoff's Scheme, K. Potthoff, 1969
- (Limites absolues) traductions, Absolutelimits, débuts 1970
- (la méthode de courbe visuelle de Shank) traductions, Shank's Visual Curvemethod, 1970s

- (Méthode parcelle trilinéaire) traductions, Trilinear Plot Method, dans les années 1970
- (Méthode de gazclés) traductions, Key Gas Method, David Pugh, 1974
- Triangle de Duval, Michel Duval, 1974
- (Ratio de Rogers) traductions, Rogers Ratios, R.R. Rogers, 1975
- (Critère de Glass) traductions, Glass Criterion, R.M Glass, 1977
- (Analyse des tendances) traductions, Trend Analysis, début des années 1980
- (Abaque logarithmique de Church) traductions, Church Logarithmic Nomograph, J.O. Church, 1980
- L'analyse des systèmes experts, Richard Lowe, 1985
- (Programme de surveillance de système expert) traductions, Expert System Monitor Program, Karen Barrett, 1989
- IEEE C57.104, Limites, ratios and TDCG, 1978/1991
- Réseaux de neurones et logique floue
 - X. Ding, E. Yao, Y. Liu and Paul Griffin, 1996
 - Vladimiro Miranda and Adriana Garcez Castro, 2004
 - Donald Lamontagne, 2006
- IEC 60599 1999, Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres (dernière édition : 2007-05).
- Algorithme vecteur, Nick Dominelli, Mike Lau & David Pugh, 2004.

Actuellement, les techniques d'interprétation les plus utilisées sont: le Triangle de Duval, IEEE C57.104, Straight Limits, Key Gas Method, Dörnenburg Ratios, Rogers Ratios, IEC 60599. L'inconvénient majeur de cette technique (DGA), hormis la difficulté d'interprétation, est le fait que l'échantillon d'huile peut fournir de fausses informations dans le cas où :

- le transformateur est mis hors service durant plusieurs années, car l'information dans l'huile se perd,

- l'agressivité de l'oxygène dissous (environ 20 000 ppm à l'équilibre dans le cas des transformateurs à conservateur) fournit la source chimique d'énergie pour le processus de décomposition des molécules d'hydrocarbures.

Les concentrations de gaz changent et dans ce cas, l'analyse ne pourra jamais révéler l'état réel de l'isolation solide à l'intérieur [26].

- **MESURE DU DEGRE DE POLYMERISATION (DP)**

La mesure du degré de polymérisation est une technique utilisée comme premier indicateur de l'état du papier dans les transformateurs [24]. Le test de degré de polymérisation (DP) de la cellulose est l'un des moyens les plus sûrs pour déterminer la détérioration du papier et pour estimer la vie restante, il est même plus significatif que l'analyse des gaz dissous en ce qui a trait à la décomposition du papier. Comme mentionné précédemment (section 2.1), la molécule de la cellulose est constituée de longues chaînes d'anneaux de glucose. Ce qui lui procure sa solidité et la solidité du papier. Le degré de polymérisation est défini comme étant le nombre moyen de molécules de glucose dans une chaîne de cellulose, il est retrouvé à partir de la viscosité intrinsèque de la solution de l'échantillon du papier, mesurée avec un viscosimètre. Ce nombre diminue avec le vieillissement du papier ou à cause de la chaleur excessive, des acides, de l'oxygène et de l'eau. Pour une isolation neuve, le degré de polymérisation se situe entre 1000 et 1400. Comme le vieillissement du papier est lié à la rupture des liaisons dans les chaînes, la fin de vie du papier est atteinte lorsque le degré de polymérisation atteint 200[30]. L'inconvénient de cette technique est lié au fait qu'elle exige la mise hors service du transformateur et son ouverture pour obtenir l'échantillon de papier.

- **ANALYSE DES DERIVES FURANQUES AVEC LA CHROMATOGRAPHIE EN PHASE LIQUIDE (HPLC)**

L'analyse des dérivés furaniques que nous avons cités précédemment, se fait à l'aide d'un chromatographe en phase liquide (HPLC). Quand les furannes deviennent supérieurs à 250 parties par milliard (*ppb*), l'huile doit être absolument nettoyée. Pour un transformateur sain, les furannes ne dépassent pas les 100 *ppb*. Dans le cas d'une

importante détérioration du papier par effet thermique, le taux des furannes est au moins *1000 ppb*, et peut atteindre les *70000 ppb*.

La procédure de test par la chromatographie en phase liquide (HPLC), est décrite dans la CEI-1198 [28]. Cependant, il n'y a aucune directive pour l'interprétation [6]. T. Saha [1] rapporte qu'il y a eu beaucoup d'investigations pour essayer de trouver une corrélation entre les composés furaniques, en particulier le 2-fufuraldehyde (2-FAL), et le degré de polymérisation. Parmi ces investigations, nous pouvons citer : Shroff et Stannett [29], Burton et al [30] et Chendong et al[31].

La précision de la chromatographie en phase liquide peut être influencée par plusieurs paramètres. Par exemple, les différents ratios d'huile papier dans le transformateur qui pourront affecter les relations entre les taux des dérivés furaniques et le degré de dégradation du papier cellulose. Cette technique ne donne pas de résultat satisfaisant lorsque le transformateur subit un changement d'huile.

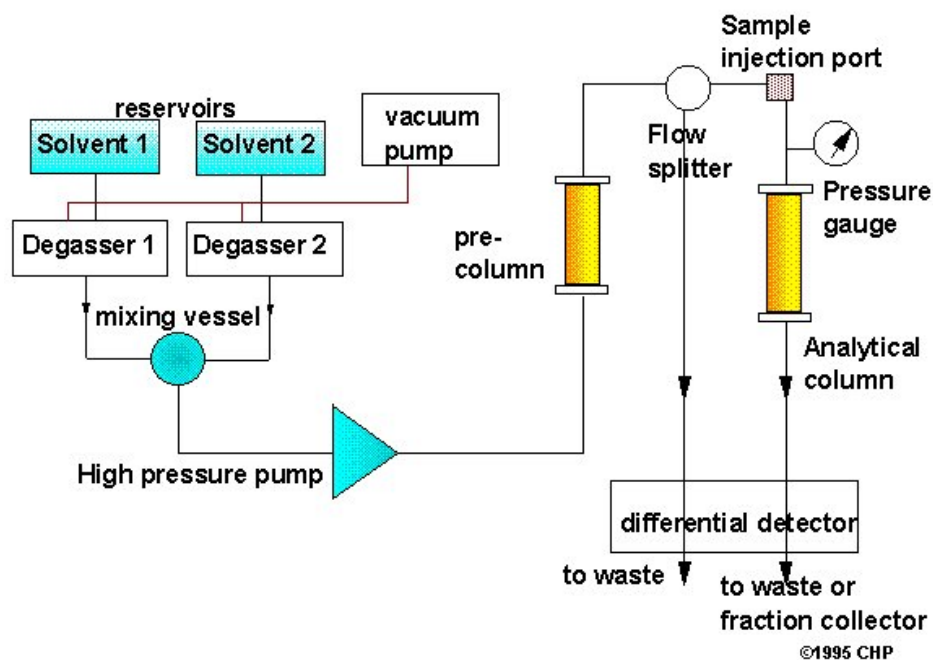


Figure6 : Schéma de principe du HPLC [32].

- **CHROMATOGRAPHIE D'EXCLUSION**

La chromatographie d'exclusion (GPC) est une technique de chromatographie en phase liquide (HPLC) utilisée pour la séparation des composants en se basant sur leur poids (taille) moléculaire. Elle donne la distribution du poids moléculaire du papier cellulosique dans le transformateur.

Le chromatographe est composé essentiellement de pompes pour maintenir des débits constant, une colonne, un détecteur pour mesurer le résultat et un dégazeur.

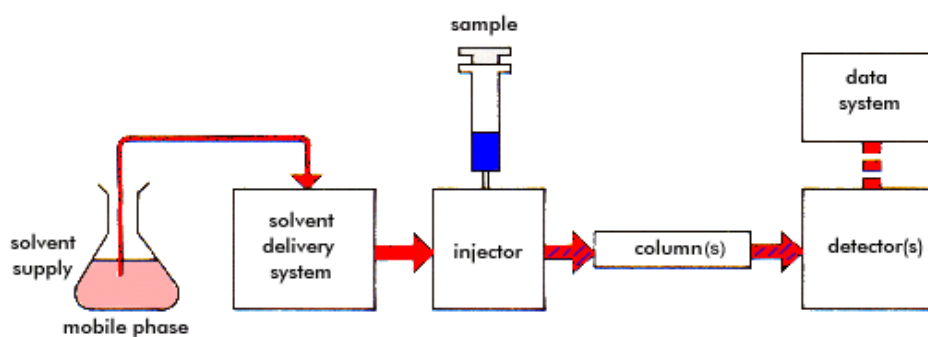


Figure7: Schéma de principe de fonctionnement du Chromatographe [33].

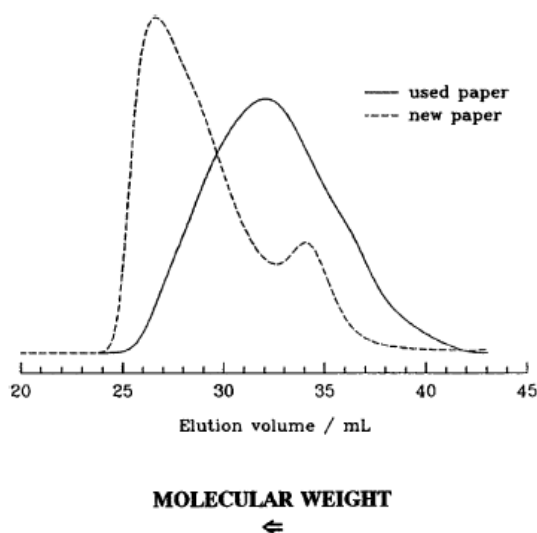


Figure8 :Distribution du poids moléculaire d'un papier neuf (trait discontinu) et d'un papier vieux (trait continu) [6].

• LA REPONSE DIELECTRIQUE

La théorie de l'analyse de la réponse diélectrique a été développée au début des années 1990 par Jonscher [34], mais en réalité, elle n'était pas destinée au diagnostic. Ce n'est que récemment que les laboratoires de recherche dans le domaine du diagnostic, ont

concentré leurs travaux sur l'étude de ce nouvel outil; attirés par son caractère non destructif, et le fait qu'il donne une information sur la qualité de l'ensemble de l'isolation.

Il existe trois techniques qui réfèrent à l'analyse de la réponse diélectrique. Ces techniques peuvent être subdivisées en méthodes d'analyse dans le domaine temporel, et méthodes d'analyse dans le domaine fréquentiel [6]. Dans le domaine fréquentiel (FDS), nous retrouvons la mesure du facteur de dissipation diélectrique, de la capacité, du facteur de puissance, de la permittivité, etc. en fonction de la fréquence. Dans le domaine temporel, il est question de la mesure de la tension de recouvrement (RVM), et des courants de polarisation et de dépolarisation (PDC) [6], [8], [24], [25], [26], [35].

- **LA TENSION DE RECOUVREMENT (RVM)**

Cette technique est basée sur la réponse en tension du diélectrique. Pour la mesure de celle-ci, une tension continue est appliquée aux bornes du diélectrique. Après un certain temps de charge, le diélectrique est court-circuité et ensuite déchargé sur une période au moins égale à la moitié du temps de charge. Pendant la décharge, le maximum de la tension, le temps correspondant et sa pente initiale sont enregistrés. La répétition de ce cycle de mesure pour différents temps de charge donne à la fin, la courbe du maximum de la tension de recouvrement en fonction du temps de charge.

La figure 9 et la figure 10 montrent le circuit de mesure de la tension de recouvrement et l'allure de la courbe de la tension mesurée par le voltmètre aux bornes du diélectrique pour un cycle de mesure.

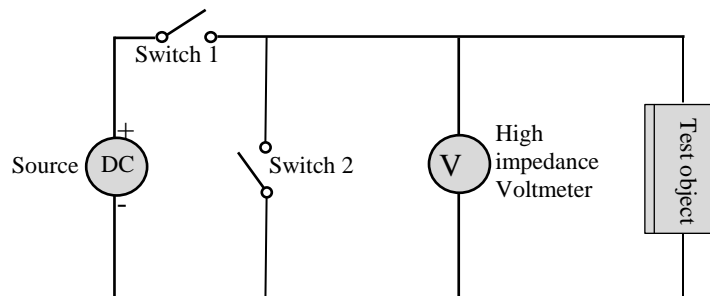


Figure 9: Circuit simplifié de la mesure par RVM [8].

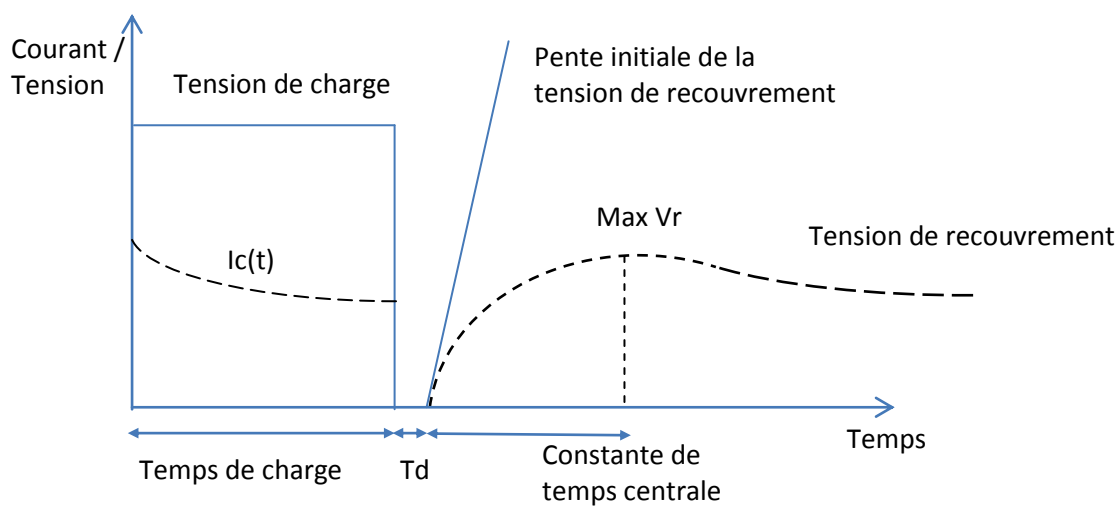


Figure 10: Exemple de mesure par RVM [8] (Avec I_c = courant de charge. T_d = temps de décharge. V_r = tension de recouvrement).

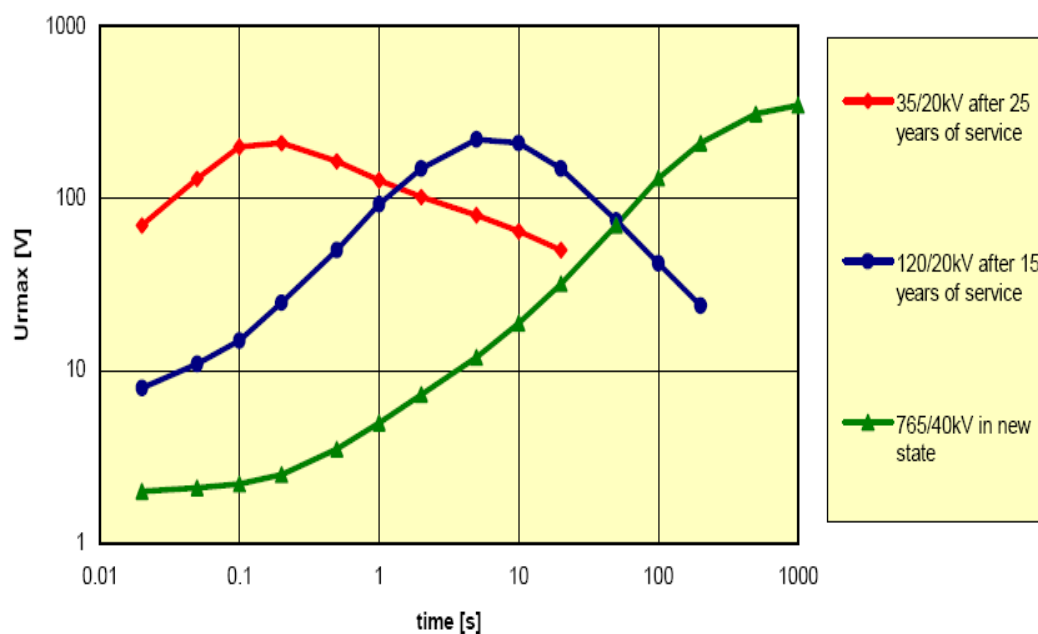


Figure 11: Courbes de la réponse en tension maximale en fonction du temps de charge pour des transformateurs d'âge différents [36].

Le spectre représentant la réponse RVM est caractérisé par un seul pic correspondant à un temps appelé constante de temps central. D'après des travaux récents [25], [36], il a été démontré que, plus la constante de temps centrale est basse plus l'état du système d'isolation est dégradé. Mais cette conclusion ne fait aucune distinction entre les qualités de l'huile et du papier ni de distinction entre une isolation vieille et une autre qui présente un taux d'humidité élevé [37]. Des tentatives de séparation entre l'effet des facteurs humidité et vieillissement ([25] et [37]) ont montré que la constante centrale diminue toujours avec l'un des deux facteurs. En ce qui concerne la séparation entre la qualité de l'huile et celle du papier, certaines études ont conclu qu'il est impossible de la faire par RVM, d'autres études ont suggéré que la présence d'un autre pic, hormis le pic dominant qui correspond à la constante de temps centrale pourrait aider à la résolution du problème. Une autre approche d'interprétation des résultats de la RVM suppose que la valeur maximale de la tension de recouvrement est liée à l'état de l'isolation. Dans le travail publié dans la référence [38], il a été remarqué qu'effectivement le maximum de la tension de recouvrement tend à augmenter avec le vieillissement, mais cette information n'a pas été confirmée par la suite dans les travaux des mêmes auteurs.

- **COURANT DE POLARISATION ET DE DEPOLARISATION (PDC)**

La mesure du courant de polarisation et de dépolarisation est basée sur l'application d'une tension continue à travers un échantillon ou un appareil (transformateur), durant le temps de charge, le courant, qui augmente à cause de la polarisation de l'isolation, est mesuré. L'échantillon est ensuite court-circuité en déconnectant la tension appliquée. Le courant de dépolarisation augmente alors dans le sens opposé comme le montre la figure.12. Le courant de polarisation est très fortement influencé par le taux d'humidité présent dans l'isolation. C'est pourquoi, cette méthode peut être utilisée pour le contrôle du taux d'humidité et du vieillissement dans le papier et en même temps dans l'huile.

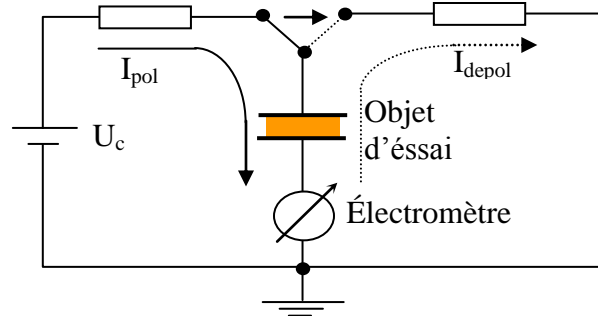


Figure.12 :Circuit simplifié de la mesure par PDC [15].

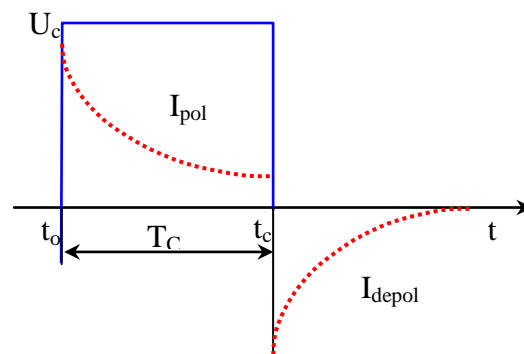


Figure13 : Allure des courbes de polarisation et de dépolarisation [39].

Contrairement à la technique de diagnostic par l'analyse de la tension de recouvrement, les conclusions obtenues pour l'analyse des courants de polarisation et de dépolarisation semblent plus prometteuses. Il a été constaté que les valeurs initiales du courant de polarisation représentent l'état de l'huile, tandis que les valeurs finales indiquent l'état du papier [25].

- **LA MESURE DES DECHARGES PARTIELLES (PD)**

La détection des décharges partielles est l'une des méthodes les plus sûres pour l'évaluation de la détérioration imminente de l'isolation [26]. Il est admis à ce jour que le phénomène de décharges partielles peut entraîner la destruction du matériel après un certain temps d'usage alors qu'il a subi avec succès les essais diélectriques après fabrication.

Les décharges partielles n'apparaissent pas dans les endroits du papier occupés par l'huile, puisque la différence entre les constantes diélectriques du papier et de l'huile est relativement faible comparativement à celle des gaz. Mais les décharges sont plutôt dues à la présence des bulles de gaz ou autres impuretés dans l'isolation [26].

La détection des décharges partielles, utilisant des méthodes électriques, acoustiques et même physiques (tel que l'analyse des gaz dissous), est très efficace pour la surveillance des systèmes d'isolation dans les transformateurs [7]. La technique de détection doit être capable de détecter les niveaux de décharge, localiser leurs sources et identifier leur nature et leurs ampleurs. Cette méthode reste une technique de surveillance et non pas d'évaluation de l'état de vieillissement.

En plus des techniques décrites dans les paragraphes précédents, d'autres techniques ont été proposées pour évaluer l'état d'un transformateur [6]. Il s'agit entre autre de la mesure de la résistance à la traction (tensile strength, TS) qui donne des informations précieuses sur l'état de la solidité mécanique du papier isolant, La spectroscopie photo électronique par rayon X (XPS) pour l'évaluation de l'état chimique du papier et l'huile isolante, la spectroscopie par rayon ultraviolet pour l'examen du changement de couleur de l'huile, la spectroscopie par rayon infrarouge pour caractériser le vieillissement du papier.

Le vieillissement d'un transformateur et la quantité d'humidité présente dans son système d'isolation (papier/huile), affectent les propriétés électriques et chimiques de l'isolation. Pour cette raison, nous pouvons diviser les techniques de diagnostic en méthodes chimiques et méthodes électriques [6].

Un résumé très bref de ces techniques est présenté ci-après:

- **Analyse des gaz dissous:** la décomposition du système d'isolation dans les transformateurs de puissance sous l'effet des contraintes électriques et thermiques génère une variété de produits gazeux qui se dissolvent dans l'huile. La nature, la concentration et le taux de génération de chacun des gaz qui sont détectés peuvent être des indications sur le type et la sévérité du défaut à l'origine de la formation du gaz en question. La procédure préconisée pour la mesure des gaz dissous est décrite dans le standard ASTM D D3612 [40].

- **Teneur en eau:** l'humidité (eau) est considérée comme le facteur le plus nocif qui détériore l'isolation des appareils de puissance. Pour garantir la tenue diélectrique aux tensions de fonctionnement, la teneur en eau doit être maintenue au plus faible niveau possible. La procédure de mesure est décrite dans la norme ASTM D 1533 [41].
- **Nombre d'acides total:** le nombre d'acides dans l'huile représente la quantité nécessaire d'hydroxyde de potassium KOH en mg permettant de neutraliser un (1) g d'huile. Cette quantité augmente avec le vieillissement de l'huile dans les transformateurs en service. Une valeur élevée de l'acidité indique que l'huile est soit oxydée ou contaminée par d'autres matériaux comme le vernis, la peinture, etc. La procédure de préparation et de mesure est expliquée en détail dans la norme ASTM D664 [42].
- **Tenue diélectrique:** est la tension maximale pour que le claquage du diélectrique ait lieu. C'est l'une des mesures les plus significatives. Elle évalue la capacité de l'isolation à supporter les contraintes électriques aux fréquences industrielles. Une valeur faible de la tenue diélectrique indique la présence d'impuretés, d'eau ou d'autres contaminants. Il existe deux sortes de mesure dans les standards nord-américains, à savoir l'ASTM D877 [43] et l'ASTM D1816 [44].
- **La tension interfaciale :** C'est la force qui existe à l'interface de l'huile et de l'eau qui tend à diminuer la surface de l'interface. Elle est définie comme étant la force qu'il faut appliquer par unité de longueur le long d'une ligne perpendiculaire à la surface de l'huile en équilibre pour provoquer l'extension de cette surface. Cette force se mesure en dynes par centimètre. Lorsque l'huile contient des produits polaires ou des produits d'oxydation, la tension interfaciale diminue. La méthode de mesure est expliquée dans l'ASTM D971 [45].
- **Stabilité à l'oxydation:** cette méthode permet d'évaluer la résistance des huiles neuves à l'oxydation. La stabilité à l'oxydation est mesurée par la tendance de l'huile à former de la boue et des acides durant l'oxydation. Selon l'ASTM D2440 [46], cette méthode est applicable aux huiles avec ou sans inhibiteurs, mais elle n'est pas bien définie pour les huiles reconditionnées.

- **Viscosité:** la viscosité de l'huile est sa résistance à la circulation dans des conditions spécifiques (ASTM D445). La viscosité de l'huile utilisée comme liquide de refroidissement, influence les taux de transfert de chaleur. Les viscosités élevées sont à éviter, spécialement dans les climats froids.

- **Indice de Myers:** il est égal au rapport entre la tension interfaciale et le nombre d'acide total IFT/TAN. Cet indice donne une estimation plus crédible, selon Myers, sur la durée de vie restante de l'huile des transformateurs [47]. Un indice de Myers inférieur à 100 indique que l'huile est oxydée d'une façon significative et qu'elle doit être remplacée dans un bref délai.

- **La teneur relative des produits dissous:** la spectrophotométrie est utilisée pour la détermination de la teneur relative des produits de dégradation solubles dans l'huile minérale (ASTM D6802) [48]. Les produits dissous dans l'huile minérale isolante représentent une variété de composés comme les peroxydes, les aldéhydes, les cétones et les acides organiques. Chacun de ces composés est partiellement adsorbé par l'isolation solide ce qui accélère encore plus sa dégradation. L'évaluation de ces produits dissous est par conséquent un indicateur de vieillissement.

- **Turbidité:** cette méthode d'essai (ASTM D6181) est une procédure de laboratoire permettant de quantifier les suspensions insolubles dans les huiles isolantes [49].

- **Facteur de dissipation diélectrique (ou facteur de puissance) et la permittivité relative :** D'après le standard ASTM D924 [50], cette méthode est applicable aux isolations liquides neuves et en service à la fréquence industrielle, pratiquement entre 45 et 65 Hz. Le facteur de dissipation diélectrique (FDD ou facteur de puissance FP) représente les pertes diélectriques et par conséquent l'échauffement de l'isolation. Ce facteur est très important du point de vue contrôle de qualité et indication de changement de qualité résultant d'une contamination ou de détérioration en service ou encore de la manipulation. Un FDD élevé est alors une indication de la présence de contaminations ou de produits de dégradation tels que l'humidité, matériaux conducteurs et produits d'oxydation. La permittivité relative est affectée par la présence de l'humidité et le

changement des propriétés physiques. Comme l'eau est d'une très faible proportion et est liée au vieillissement, son influence doit être étudiée.

- **Résistance à la traction :** cette mesure permet une évaluation directe de la qualité de l'isolation solide dans les transformateurs. La méthode est décrite dans ASTM D202 [51].

En plus des méthodes décrites dans les paragraphes précédents, d'autres techniques ont été proposées pour évaluer l'état des isolations solide et liquide dans les équipements de la haute tension et dans les transformateurs de puissance en particulier. Il s'agit entre autres de la mesure de la densité volumique de l'huile (ASTM D1298 [52]), La tendance au gazage des isolants liquides sous contrainte électrique et ionisation (ASTM D2300 [53]), l'examen visuel (ASTM D1524 [54]), la stabilité de l'huile isolante sous contraintes électriques (ASTM D6180 [55]), la résistance spécifique (ou résistivité ASTM D1169 [56]), la tension de claquage et rigidité diélectrique des isolants solides sous tensions de choc (tension impulsionnelle de foudre, ASTM D3426 [57]), La spectroscopie photo électronique par rayon X (XPS),etc.

2.3 POSSIBILITÉ D'ESTIMER LA DURÉE DE VIE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

L'estimation de la durée de vie des systèmes d'isolation électrique est essentiellement basée sur le modèle de vieillissement de l'isolation. Les premières études concernant le vieillissement ont été principalement établies sur l'endurance thermique. Au milieu des années 1970, l'évaluation de la dégradation du papier en fonction de la température a été déjà très bien étudiée. Effectivement, depuis 1930, Montsinger [58] a essayé d'établir une relation qui relie la température à la durée de vie. Il a constaté que la durée de vie est diminuée de moitié pour une augmentation de 8 à 10 degrés Celsius. Une approche plus intéressante a été proposée par Dakin entre 1948 et 1960 [58]. Cette formulation présente la même forme qu'une équation de réaction chimique à la dégradation du papier en fonction de la température, puisque l'effet de la température étant d'augmenter

le taux des réactions chimiques. Il s'agit du modèle d'Arrhenius-Dakin donné par les relations suivantes [58]:

$$L = \frac{C}{R} = Ae^{\left[\frac{B}{\Theta}\right]}$$

$$A = \frac{C}{R'}, \quad B = \frac{\Delta W}{k}$$

Avec L : durée de vie thermique, R : taux de dégradation, C : constante de proportionnalité, Θ : température absolue, ΔW : énergie de la réaction chimique, et k : constante de Boltzmann $B : 1.3806488(13) \times 10^{-23} \text{ J/K}$, R' : constante des gaz parfait = $8.314 \text{ J K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$. Cette formule est encore utilisée pour décrire le processus de vieillissement de l'isolation dans les transformateurs [58].

En ce qui concerne l'endurance électrique des isolations, les travaux de base ont été réalisés durant les années 1970. Les modèles de durée de vie sont basés :

- soit sur la loi de puissance inverse (IPM) exprimée dans l'équation :

$$L = C_1 E^{-n}$$

- soit sur un modèle exponentiel :

$$L = C_E \exp(-hE)$$

Avec L : durée de vie, C_1 , C_E , n et h : constantes dépendant de la température, E : l'amplitude du champ électrique.

Dans [59], les auteurs donnent un très bon résumé des progrès faits durant ces dernières décennies sur la modélisation de la durée de vie des systèmes d'isolation électrique sous contraintes électrothermiques.

Dans le cas des transformateurs, l'espérance de vie est généralement de 20 ans [58]. Bien qu'il y ait beaucoup de transformateurs qui dépassent les 50 ans et qui sont toujours en service (région du Saguenay, Canada par exemple). La vie d'un transformateur est définie comme étant la vie de son système d'isolation. C'est pourquoi la détermination d'un critère de fin de vie repose forcément sur une ou plusieurs propriétés de l'isolation. Lors de la dernière révision du guide IEEE sur la charge des transformateurs rempli d'huile (IEEE loading guide) [60], de nouvelles consignes relatives aux procédures de test ont été

définies, entre autres les procédures de test sur les transformateurs de puissance doivent être similaires à celles suivies pour un transformateur de distribution. Dans la version de 1995 [60], l'espérance de vie minimale pour les transformateurs de distribution, de puissance et de régulation était établie à partir des courbes définies dans le même guide version 1981, et qui donne une espérance minimale de 180 000 heures, équivalent à 20,5 années de service pour une augmentation de température moyenne de 65°C dans les enroulements et de 80°C comme température maximale (voir figure 14 qui montre les températures absolues incluant 40 degré ambiant).

En novembre 2006, durant la 5^{ème} conférence technique annuelle de Weidmann-ACTI Inc., T. A. Prevost et al ont présenté des travaux [58], dans lesquels ils confirment que le guide de charge C57.100 concernant la durée de vie des transformateurs de distribution est applicable aux transformateurs de puissance. Mais dans leurs conclusions, ils affirment que le vrai défi est de trouver comment appliquer ces informations pour trouver la durée de vie restante.

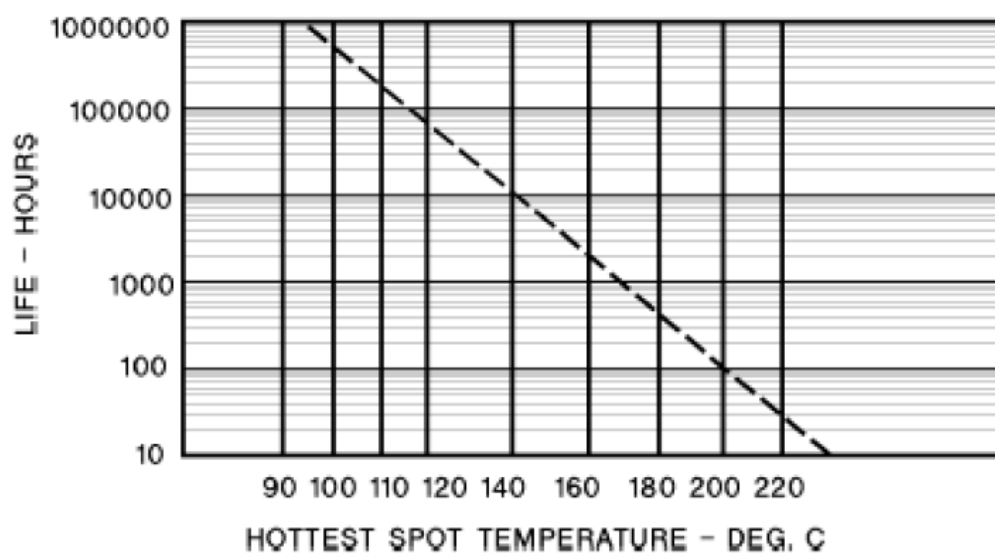


Figure 14 : Espérance de vie minimale (IEEE C57.91-1995) [58].

La corrélation entre les différentes propriétés de l'isolation pour établir un critère de fin de vie est nécessaire. Le tableau ci-dessous, montre les durées de vie basées sur différents critères de fin de vie et confirme donc cette nécessité.

Tableau 1: Valeurs de la durée de vie normale de l'isolation (IEEE C57.91-1995) [58].

Basis	Normal insulation life	
	Hours	Years
50% retained tensile strength of insulation (former IEEE Std. C57.92-1981 criterion)	65,000	7.42
25% retained tensile strength of insulation	135,000	15.41
200 retained degree of polymerization in insulation	150,000	17.12
Interpretation of distribution transformer functional life test data (former IEEE Std. C57.91-1981 criterion)	180,000	20.55

Il y a eu beaucoup de tentatives pour trouver des corrélations entre les différentes propriétés du système d'isolation, telles que le degré de polymérisation (Degree of polymerization, DP) et les dérivés furaniques [6], le poids moléculaire (molecular weight, MW) et la résistance à la traction (Tensile strength, TS) [10], ou encore les mesures de la réponse diélectrique avec la teneur en eau et le temps de vieillissement [37]. Mais, il n'existe toujours pas d'investigation rassemblant toutes les propriétés physico-chimiques, mécaniques et électriques dans les mêmes tests de vieillissement. Ces tests pourront dévoiler définitivement les propriétés qui jouent réellement un rôle dans le vieillissement et qui pourront être introduites dans un critère de fin de vie des transformateurs [61]. Un tel projet peut aussi aider à décrire les outils, les techniques et les procédures nécessaires pour la surveillance le diagnostic et l'évaluation des durées de vie.

Le comité sur les transformateurs de l'IEEE PES ont initié un projet pour la révision des méthodes de test pour l'évaluation thermiques des transformateurs, dans le but de mieux déterminer les conditions de tests de l'isolation qui ne sont toujours pas bien définies [58]. Dans cette perspective, EPRI (Electric Power Research Institut) a proposé des projets pour l'année 2007 [62], visant également à établir le critère de fin de vie pour le système d'isolation dans les transformateurs de puissance. Dans le même temps, d'autres comités d'études tels que le SC A2 de CIGRÉ ne cessent d'œuvrer dans le domaine de la gestion des transformateurs.

2.4 GESTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

La gestion des transformateurs de puissance a changé depuis quelques années pour des raisons stratégiques, économiques, et techniques, en abandonnant la maintenance régulière au profit de la stratégie de maintenance centrée sur la fiabilité (reliabilitycentered maintenance RCM), ou la maintenance basée sur l'état de l'équipement (condition based maintenance), dans le but de prolonger la durée de service des transformateurs. En d'autres termes, profiter du service des transformateurs jusqu'au dernier moment de leurs vie avec le minimum de maintenance tout en prévoyant leur arrêt.

En 1995, Glenn Swift et Tom Molinski [63] ont déterminé quantitativement l'économie énorme qui peut être réalisée en maintenant des transformateurs de puissance en service le plus longtemps possible.

Des statistiques faites au milieu des années 90 ont prévu un taux élevé de pannes de transformateurs, mais les dégâts survenus étaient pires [16]. D'après la littérature [16], [17], la principale cause de défaillance des transformateurs est la défaillance du système d'isolation. La figure 15 montre les coûts et le nombre de défaillance annuelle, à l'échelle mondiale, en fonction de différentes causes pouvant survenir.

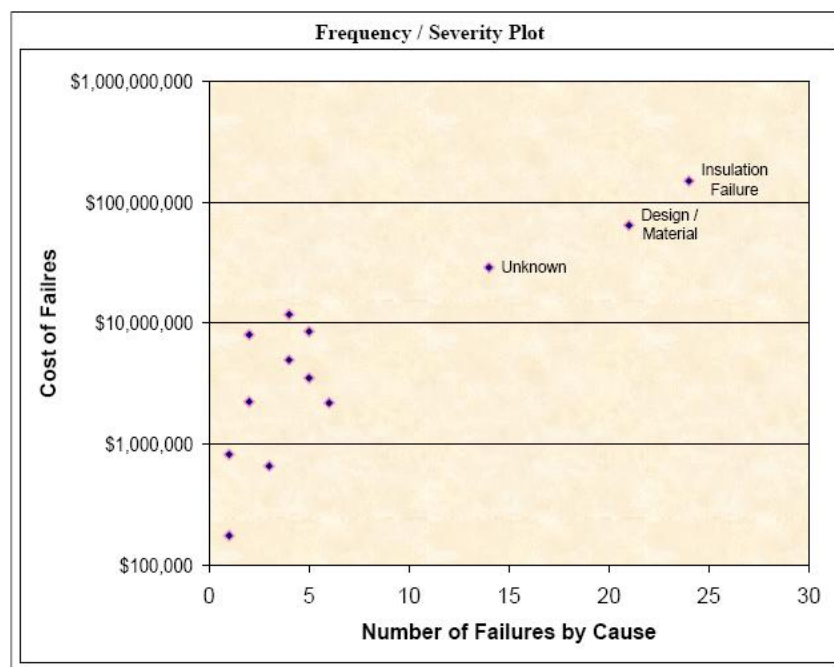


Figure 15 : Pertes dues au système d'isolation par rapport aux autres causes de panne [16].

C'est pour cette raison que, beaucoup de compagnies et propriétaires de transformateurs de puissance commencent à développer leurs propres programmes de gestion de cycle de vie des transformateurs. Cette approche de gestion est un processus basé en général sur trois stratégies [64] :

1. Évaluation des risques des groupes de transformateurs.
2. Évaluation de l'état des différents transformateurs.
3. Décisions de cycle de vie: retirer, rénover, continuer.

L'évaluation des risques est un procédé de tri qui utilise des méthodes statistiques pour identifier les transformateurs qui représentent le plus gros risque. Ce procédé aidera l'entreprise à apporter à la population entière de transformateurs jusqu'à un niveau de risque acceptable en donnant la priorité aux transformateurs identifiés (à gros risque) pour les soumettre à des tests d'évaluation additionnels. Mais ceci n'identifie pas l'état réel ou la vulnérabilité des différents transformateurs. Pour évaluer les risques, cette stratégie se base sur différents facteurs tels que le facteur de conséquences qui se calcule en dollars. Ce facteur prend en compte non seulement les coûts éventuels de réparation ou de remplacement du transformateur, mais aussi des dommages qu'il peut entraîner aux appareils adjacents, des dégâts environnementaux, du nettoyage, etc. Il y a également le facteur de probabilité qui rentre en jeu. Ce facteur prend en compte le constructeur et la population du transformateur en question, son historique de fonctionnement et de pannes, et les analyses d'huile effectuées [64].

La deuxième étape dans ce processus est l'évaluation de l'état. Le but premier de cette stratégie est de détecter les tous premiers signes des défauts et de surveiller le développement du vieillissement. D'après Bandyopadhyay [21], dans cette étape, pour faire le diagnostic il faut d'abord que le transformateur présente une anomalie, qui se traduit par des symptômes. Dans le cas de surveillance, les questions suivantes doivent être posées:

1. Est-ce que ça fonctionne correctement?
2. Y a-t-il un défaut?
3. Le défaut est-il grave?
4. Est-ce que le transformateur peut rester en service?

Les résultats de ce processus aideront l'entreprise dans la dernière étape, qui consiste à prendre les décisions de cycle de vie. Mais au niveau industriel, la liste de variables et les différentes circonstances de service qui régissent la prise de décision technique et financière sont telles qu'il est impossible d'établir un ensemble de règles ou de normes pour contrôler le cycle de vie des transformateurs vieillissants [64].

2.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté une revue sur la littérature couvrant quatre aspects : causes de pannes, techniques de diagnostics, l'évaluation de la durée de vie et la gestion des transformateurs. Plusieurs techniques décrites dans ce chapitre sont utilisées en pratiques mais seulement quelques-unes sont utilisées réellement dans. Dans le tableau suivant nous résumons les techniques les plus importantes. Dans le tableau H et P représentent un test fait sur l'huile et papier respectivement. Mais un test sur l'huile par exemple, peut représenter l'état de l'isolation d'une ou des deux isolations. Dans le chapitre suivant nous explorons quelques-unes de ces techniques.

Tableau 2: Résumé de quelques techniques d'évaluation de la qualité d'isolation.

Électrique		Physique		Chimique	
D877 D1816	Rigidité diélectrique (H)	D971	Tension interfaciale (H)	D1533	Teneur en eau (H, P)
D924	Facteur de dissipation diélectrique (H, P)	D445	Viscosité (H)	E1252	Spectroscopie FTIR (H)
D924	Résistivité & permittivité. (H, P)	D6802	Spectrophotométrie UV (H)	D1275	Soufre corrosif (H)
D6180	Stabilité sous décharges électriques (H)	D6181	Turbidité (H)	D4243	Degré de polymérisation (H)
D2300	Gazage sous contrainte électrique (H)	D664	Acidité (H)	D3612	AGD (DGA) (H)
	Analyse de la réponse fréquentielle (H, P)	D828	Résistance à la traction (H)	D5837	Teneur en Furans (H)
	Tension de recouvrement (H, P)				
	Courants de polarisation et de dépolarisation (H, P)				

CHAPITRE 3

ÉTUDE ET CARACTÉRISATION DU VIEILLISSEMENT DU SYSTÈME D'ISOLATION CARTON HUILE

Dans ce chapitre, trois parties seront présentées. La première concerne l'étude du vieillissement thermique accéléré réalisé au laboratoire. L'expérience comprendra les deux systèmes d'isolation présents dans les transformateurs: le carton et l'huile. Une étude de stabilité sous décharge électrique a été ajoutée à cette partie.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, les techniques de diagnostic déjà mentionnées dans la première partie sont employées pour étudier le comportement des liquides isolants en fonction de quelques facteurs qui sont l'oxygène et la quantité relative de l'huile et du papier. Aussi, une étude comparative entre différents types de liquides isolants pour transformateurs, de types d'huiles minérale et ester, a été effectuée.

La dernière partie de ce chapitre s'intéresse à l'analyse de la formation des produits de dégradation et la présentation d'une étude faite sur un nouveau système de prévention contre la formation de ces produits, dans notre cas d'étude, causée principalement par l'oxygène.

3.1 CARACTÉRISATION DU VIEILLISSEMENT DE L'HUILE ET DU PAPIER ISOLANTS PAR DIVERSES TECHNIQUES DE DIAGNOSTICS MODERNES

- **PROCÉDURE DE VIEILLISSEMENT ACCÉLÉRÉ**

La vie de l'isolation est normalement déterminée en mesurant le temps jusqu'à destruction. Cela est pratiquement impossible en «temps réel», étant donné que les

systèmes d'isolation du transformateur sont prévus pour durer plusieurs décennies avant qu'une panne ne survienne. Des procédures de vieillissement accéléré peuvent être effectuées en laboratoire, en vue de réduire considérablement les coûts et la durée de vie des liquides et / ou des systèmes d'isolation solide [1].

Pour l'étude expérimentale, des spécimens de papier carton de 81 x 81 mm² ont été séchés sous vide à une température de 105°C durant 24 heures. Les échantillons ont été ensuite imprégnés avec de l'huile déshumidifiée et dégazée pendant 24 heures additionnelles. Le vieillissement a été réalisé en plaçant les échantillons de carton dans un four à convection à 100°C. Les échantillons préparés ont été soumis au vieillissement dans des conteneurs ouverts (figure 16). Cette procédure de vieillissement (similaire à celle décrite dans la norme ASTM D1934 [1]), permet d'étudier la stabilité des huiles isolantes dans des conditions d'oxydation. Des catalyseurs (3g/l de chaque métal en poudre : zinc, cuivre, aluminium et fer) scellés dans un papier filtre ont été plongés dans les béchers contenant les échantillons, en vue de simuler l'effet (influence) des composés métalliques présents dans les transformateurs. Cette procédure de vieillissement a déjà démontré sa susceptibilité pour l'exploration des matériaux et leurs conditions au cours d'un vieillissement accéléré [65], [66]. En vue de simuler la respiration des transformateurs, les béchers ont été mis dans des conteneurs qui permettent la circulation d'air à travers une ouverture remplie de gel de silice en vue d'empêcher la pénétration d'humidité (figure 16). Le système a été mis dans le four à 100°C pour des durées de 300, 500, 1000, 1500, 2000 et 2500 heures de vieillissement accéléré. Des analyses électriques et chimiques ont été alors effectuées sur les échantillons vieillis.

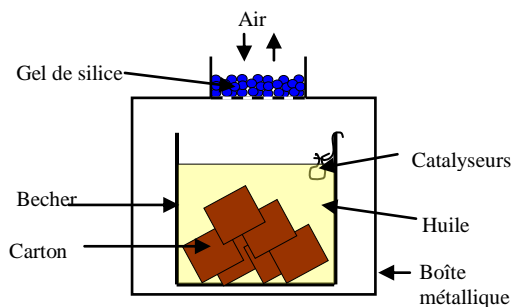


Figure 16 : Représentation schématique du système de vieillissement.

L'analyse physicochimique qui a été faite, inclut des tests traditionnels comme les tests d'acidité et des nouvelles techniques telles que : la détermination par la spectrophotométrie du contenu relatif de produits de dégradation dissous, les produits solides en suspension dans l'huile par turbidimétrie, et la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR).

- **RESULTATS DES TESTS ELECTRIQUES**

L'intérêt grandissant pour des outils non-destructifs et fiables, appropriés pour diagnostiquer les isolations des systèmes de puissance a favorisé le développement de techniques de diagnostic basées sur le changement des propriétés diélectriques de l'isolant. Certaines de ces méthodes de diagnostic modernes incluent la mesure de tension de rétablissement (RVM), la spectroscopie en domaine fréquentiel (FDS) et la mesure des courants de polarisation et de dépolarisation (PDC) [67], [68], [69], [70], [71]. Ces deux dernières sont devenues plus conviviales pour les ingénieurs de tests au début des années 2000. Elles peuvent être utilisées pour surveiller, diagnostiquer et contrôler l'isolation principale des appareillages électriques. Elles peuvent également être utilisées pour la qualification des systèmes d'isolation pendant et après la production d'équipements de puissance de façon non destructive [68]-[71].

3.1.1 INVESTIGATION SUR ÉCHANTILLONS D'HUILE

La réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel réalisée avec l'équipement *Insulation Diagnostics Analyser IDA200* donne la capacité $C(\omega)$, ou encore $\varepsilon'(\omega)$ et $\varepsilon''(\omega)$, et le facteur de dissipation diélectrique (FDD) à des fréquences discrètes. Les mesures ont été réalisées avec une cellule de test pour liquide type 2903 fabriquée par Tettex. La conception de la cellule d'essai est en conformité avec les spécifications de la norme VDE 0303, 0370 et les recommandations du CIGRE, CEI et ISO, ainsi que les normes ASTM. La capacité de cette dernière est environ 60 pF. La cellule est munie d'un élément chauffant permettant d'atteindre une température de 150°C. La mesure se fait en appliquant une tension relativement basse négative (-) jusqu'à 140 V. Entre les mesures sur différentes

huiles, la cellule d'essai a été nettoyée en utilisant soit l'isopropanol soit du méthanol et nettoyée avec un échantillon de l'huile à tester.

Dans la figure suivante, nous montrons l'effet du vieillissement thermique sur le facteur de dissipation diélectrique. On peut voir clairement l'augmentation sur toutes les fréquences balayées. Le cas entre 500 et 1000 heures est inversé et ceci peut être attribué au test où la charge d'espace est soupçonnée d'être le facteur causant cette déviation.

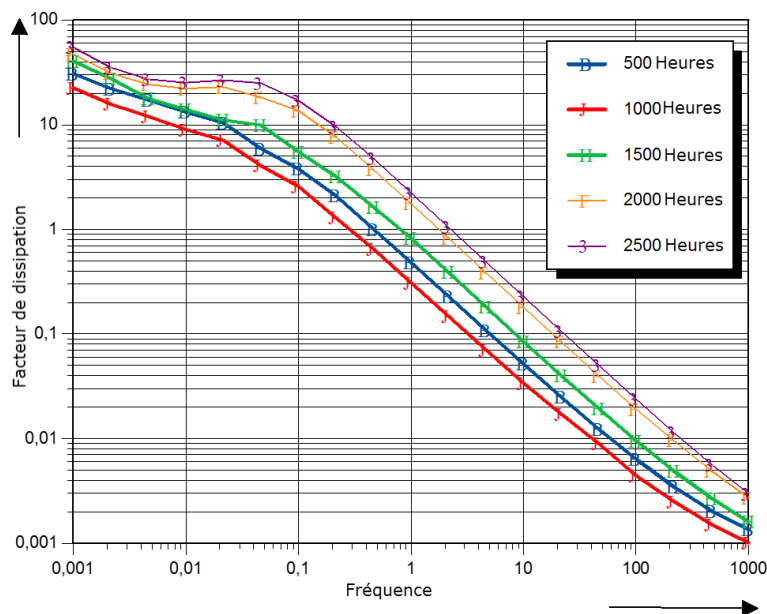


Figure 17 : Effet du vieillissement thermique sur le facteur de dissipation diélectrique de l'huile.

3.1.2 INVESTIGATIONS SUR ÉCHANTILLONS DE CARTON IMPRÉGNÉ

Des grandeurs telles que le ratio de capacité (CR) qui est important dans le diagnostic de l'isolation des machines tournantes, peut être calculé directement à partir des balayages en fréquence de la capacité. Ce paramètre représente le rapport des valeurs de capacité mesurée à 0,1 mHz et à celui obtenu à 60 Hz. Pour les transformateurs de puissance, où le système d'isolation est constitué de canaux d'huile en série avec des barrières de carton, comme une «règle du pouce», le ratio de la capacité (CR) est d'environ

3-5, pour une bonne isolation [72]. Les mesures ont été réalisées avec une cellule de test pour isolants solides type 2914 fabriquée par Tettex. La conception de la cellule d'essai est en conformité avec les mêmes normes mentionnées auparavant en ce qui concerne la cellule utilisée pour les isolants liquides (2903).

À partir des tests réalisés sur le carton, seules les valeurs de CR sont indiquées. Le CR est présenté dans le Tableau 3 avec la teneur en eau dans le carton et l'indice de polarisation pour les différents temps de vieillissement des échantillons.

Tableau 3 : Ratios de capacité pour des cartons imprégnés pour différentes durée de vieillissement.

Durée de vieillissement (h)	CR	Teneur en eau dans le papier	Indice de polarisation (PI)
0	1,72	0,2	1,03
300	1,92	0,7	-
500	2,01	0,2	1,10
1000	4,13	0,3	1,05
1500	4,64	0,7	1,41
2000	3,09	0,4	1,66
2500	3,20	0,6	1,58

Le CR a augmenté presque linéairement avec le vieillissement jusqu'à 1500 heures. Après ça, des phénomènes complexes ont dû se produire. Effectivement, durant le processus de vieillissement, l'humidité est produite à partir de la dégradation du papier et elle est absorbée par l'huile. L'interaction «indissociable» entre l'humidité et le vieillissement aurait influé sur la capacité et par conséquent le CR. L'indice de polarisation (I.P.) augmente avec le vieillissement. L'I.P. et le CR ne semblent pas être des facteurs clés pour estimer l'état de l'isolation.

À partir des résultats de PDC réalisés sur les échantillons de carton, seuls les courants de polarisation sont présentés. La figure 18 présente ces résultats de mesures

effectués par le PDC-Analyzer développé à ISOLIME. Comme le montrent bien les courbes, le vieillissement cause une augmentation des courants de polarisation des cartons imprégnés.

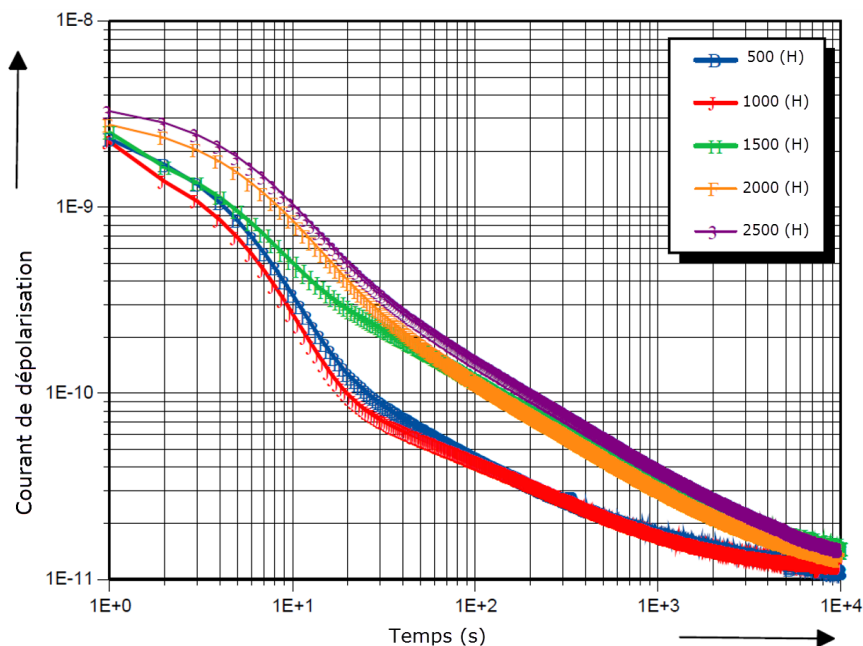


Figure 18 : Effet du vieillissement thermique sur le courant de polarisation.

La technique de la tension de recouvrement (RVM) a été également appliquée pour essayer de corréliser les paramètres qu'elle mesure, avec l'état de l'isolation. L'interprétation des résultats de RVM est généralement basée sur l'amplitude et la position du maximum global de la courbe de tension de recouvrement. Le maximum de la tension de recouvrement augmente avec l'augmentation de la durée de vieillissement (figure 19). On remarque aussi que la position du pic de la courbe ne se déplace pas vers la gauche (où les durées de charge sont plus faibles) comme prévu théoriquement. De façon similaire, l'analyse du temps correspondant aux pics représentés dans la figure 20 montre que cette caractéristique augmente au lieu de diminuer. Cette observation est contraire à la théorie et l'analyse des résultats montrés par les concepteurs de l'appareil de mesure [73], où il a été mentionné que cette technique donne une indication claire sur certains paramètres tels que

la teneur en eau dans le papier. La justification présentée dans cette référence s'appuie sur la comparaison entre trois transformateurs avec différentes durées de service : un transformateur neuf, un deuxième transformateur avec 15 ans de service et un troisième avec 25 ans de service. L'analyse n'a pas pris en compte la classe des transformateurs comparés, qui était différentes dans ce cas. Aussi, l'historique du régime de charge des transformateurs devaient être prise en considération, puisque ce paramètre est principalement la cause de détérioration de l'isolation solide (combiné évidemment avec la durée de service). Nos études et analyses concluent que la réponse au temps de charge, la base de cette technique, est une convolution complexe des effets de l'huile et de l'isolation solide, de leur teneur en eau et de la dégradation de chacun de ces éléments. Nos expériences ont été réalisées avec des échantillons soumis à un vieillissement contrôlé et homogène. Cependant, en tenant compte de l'inhomogénéité du vieillissement dans le transformateur, nous croyons que l'interprétation des résultats de cette technique de diagnostic non destructive serait beaucoup plus complexe et confuse.

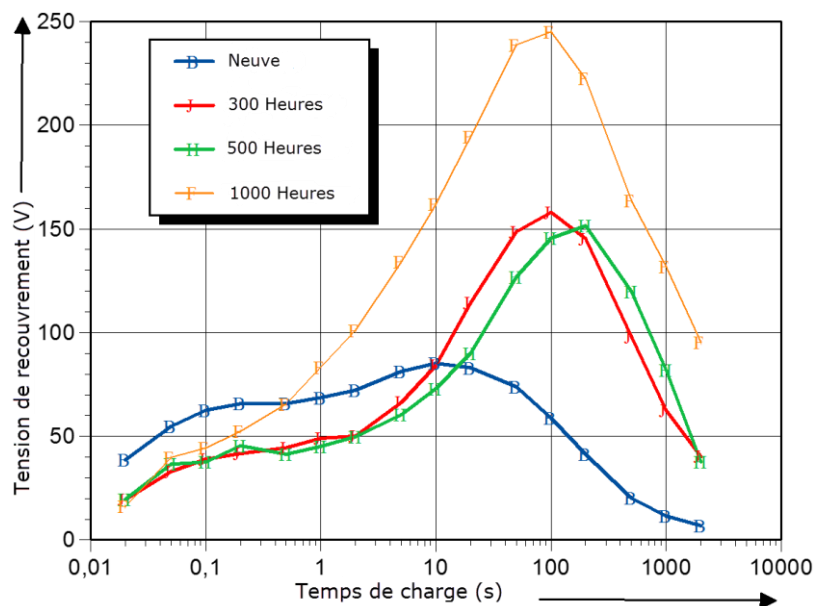


Figure 19 : Spectre de la tension de recouvrement pour différentes durées de vieillissement.

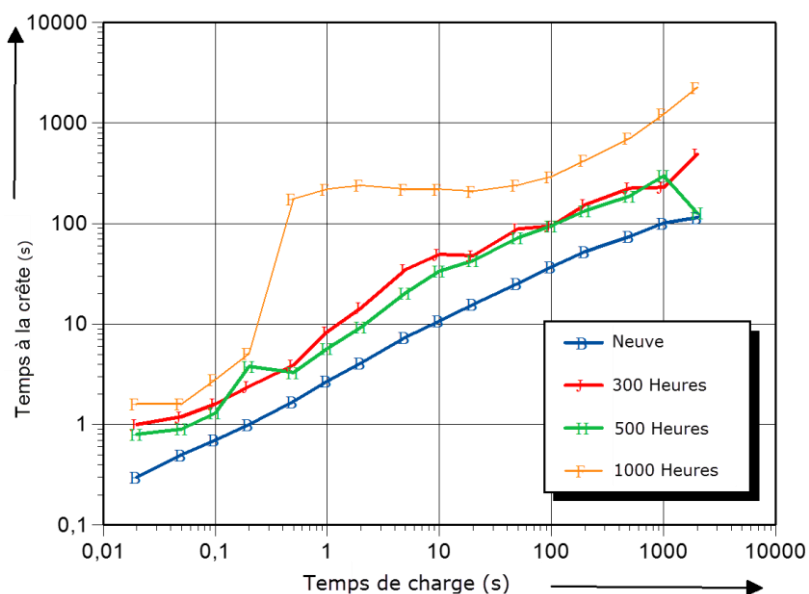


Figure 20 :Spectre du temps à la crête pour différentes durée de vieillissement.

À partir de ces études, l'on peut voir que la mesure de la réponse diélectrique peut être utilisée pour l'évaluation de l'état de l'isolation des transformateurs. Cependant, il a été prouvé que la teneur en eau a une influence dominante sur presque toutes les techniques de diagnostic basées sur les phénomènes électriques, et en effet, elle dissimule leur pouvoir à déterminer la présence des produits de dégradation [74]. Il y a deux raisons principales pour lesquelles la plupart des techniques électriques ne fournissent pas de bonnes mesures du vieillissement de l'isolation. La première, comme déjà mentionnée est l'effet dominant de l'humidité sur la plupart des propriétés électriques. La seconde, est que les propriétés électriques du papier/carton imprégné d'huile sont probablement une fonction plus complexe que l'huile et la cellulose séparément. Par conséquent, les techniques électriques ne sont pas des mesures très sensibles à l'ampleur du vieillissement de l'isolation papier/carton [74].

Le processus de vieillissement thermique du papier peut être contrôlé par la mesure des propriétés telles que la résistance à la traction, le degré de polymérisation, le contenu en furannes dans l'huile, etc. Beaucoup de travaux initiaux sont basés sur la mesure de la résistance à la traction et la considérant comme un critère pour déterminer la durée de vie restante de l'isolation [75], [76], [77]. La résistance à la traction du papier a été mesurée en

utilisant une machine d'essai mécanique avec un écartement des mâchoires de 100 mm. La machine mesure la force nécessaire pour étirer une bande de papier à la rupture et le pourcentage de l'allongement. Chaque test a été effectué sur une dizaine d'échantillons selon le standard ASTM D828-97(2002) [78]. La figure 21 montre l'évolution de résistance à la traction (TS) avec la durée de vieillissement. Comme on pourrait le prévoir, le TS diminue avec le vieillissement. Les valeurs obtenues sont dans la même gamme que ceux rapportés dans [77].

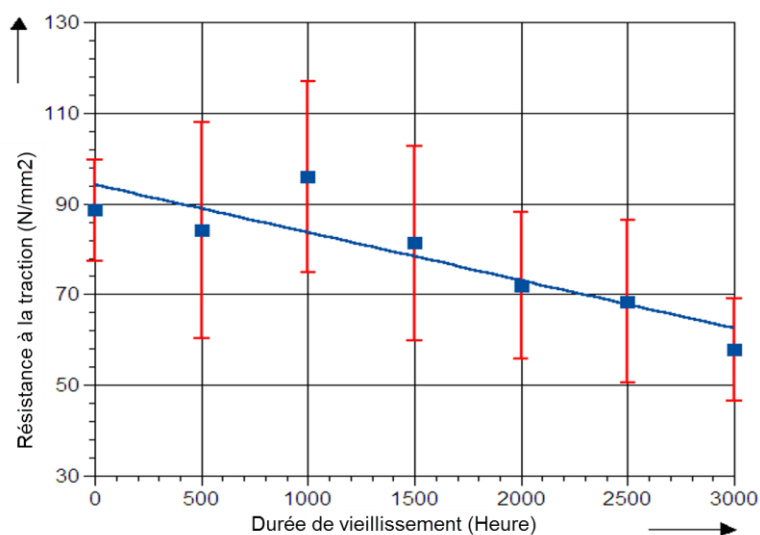


Figure 21 : Résistance à la traction du carton en fonction de la durée de vieillissement.

- **INFLUENCE DU RATIO CARTON/HUILE**

Pour explorer l'influence de la quantité relative du papier par rapport à l'huile sur la formation des produits de dégradation, une procédure de vieillissement, identique à celle utilisée précédemment, a été utilisée. Les récipients de vieillissement contenaient des échantillons d'huile/carton avec un ratio prédéterminé (20%, 10% et 0%), où 0% représente l'huile sans carton.

Les figures suivantes (22 à 26) montrent le facteur des pertes diélectriques ainsi que la permittivité de l'huile et du carton mesurés séparément par l'Insulation Diagnostic Analyzer (IDA200).

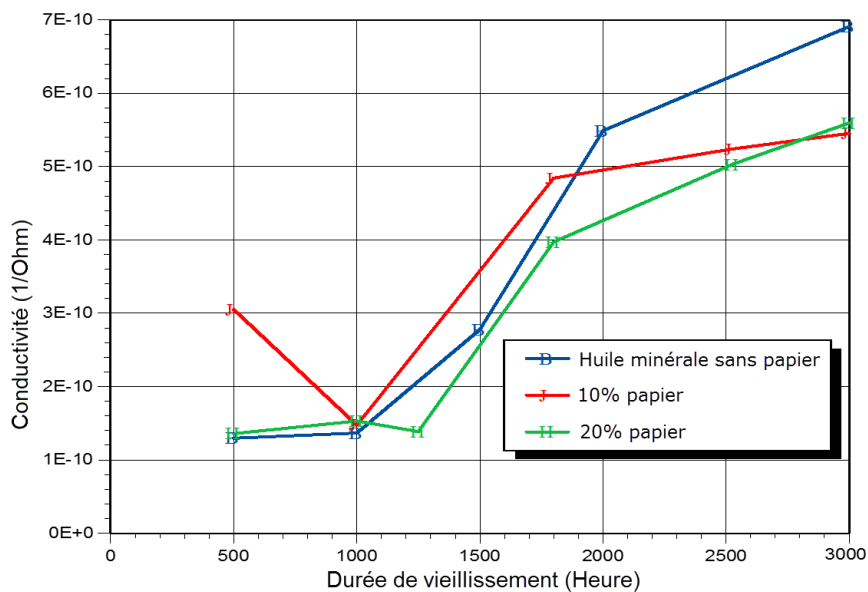


Figure 22 : Conductivité de l'huile à 1mHz en fonction de la durée de vieillissement pour différents ratios huile/carton.

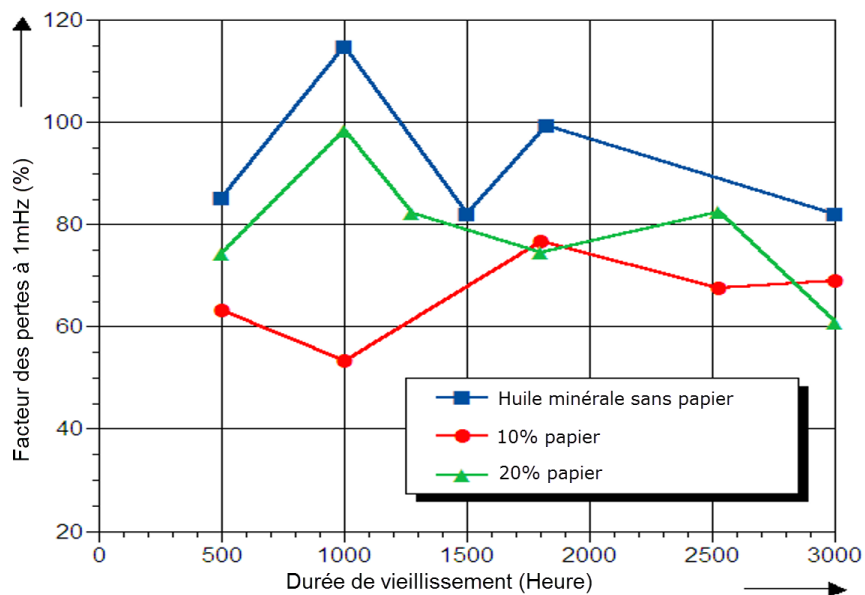


Figure 23 : Facteur des pertes de l'huile à 1mHz en fonction de la durée de vieillissement pour différents ratios huile/carton.

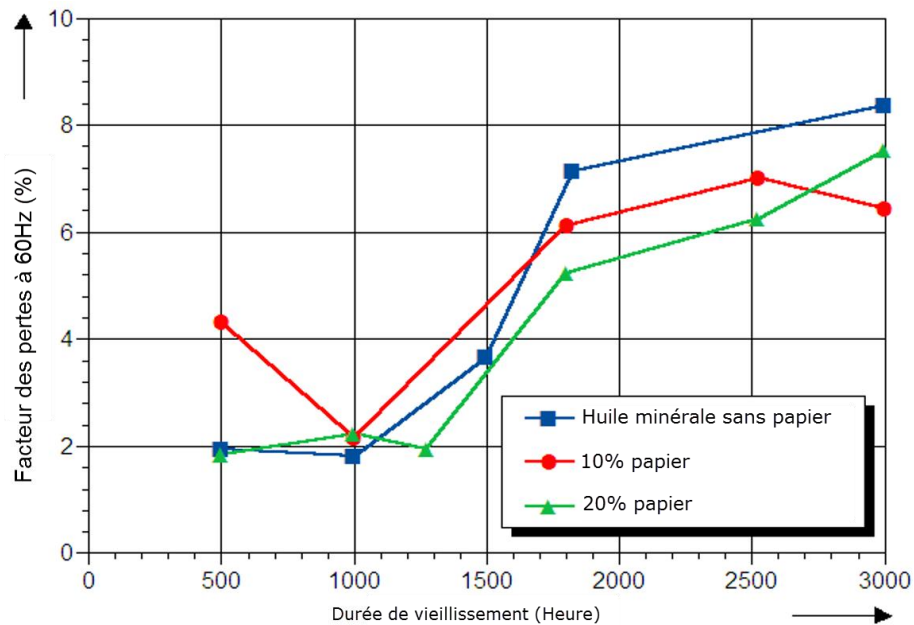


Figure 24 :Facteur des pertes de l'huile à 60 Hz en fonction de la durée de vieillissement pour différents ratios huile/carton.

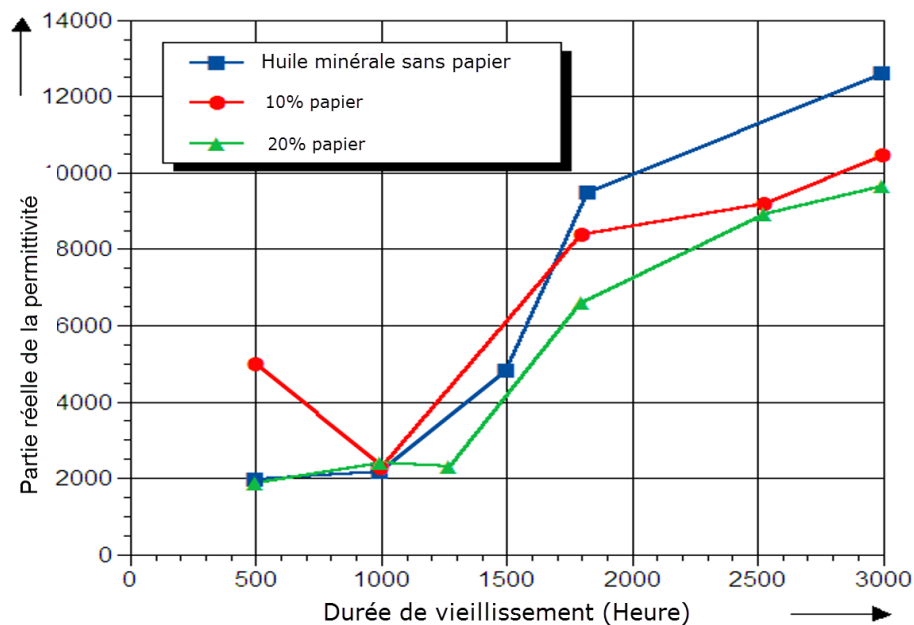


Figure 25 : Partie réelle de la permittivité de l'huile à 60 Hz en fonction de la durée de vieillissement pour différents ratios huile/carton.

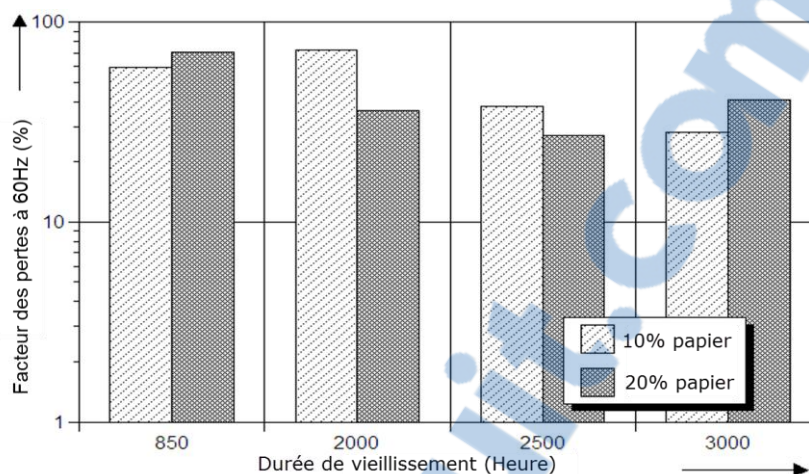


Figure 26 : Facteur des pertes du carton à 60 Hz en fonction de la durée de vieillissement pour différents ratios huile/carton.

Shayegani *et al*[79] ont étudié la réponse diélectrique fréquentielle de l'huile isolante. Ils ont rapporté que lors de la polarisation de charge d'espace sur la surface des électrodes, la quantité de porteurs de charge dans l'huile isolante peut diminuer. En observant le courant de conduction lors de l'application d'une tension continue, on observe également un très faible courant de dépolarisation qui est dû aux charges d'espace sur les surfaces des électrodes. Alors que sous une tension alternative, les courants de déplacement et de conduction contribuent au courant observé dans le circuit de mesure [79], [80].

Au-dessus de 0,1 Hz, les capacités mesurées ne varient pas avec la fréquence; cependant, pour des fréquences plus faibles que 0,1 Hz les valeurs des capacités augmentent avec la diminution de la fréquence. Les résultats rapportés par Neimanis *et al* [81] ont révélé que lors de l'abaissement de la tension, le modèle de l'huile basé sur des valeurs constantes de la permittivité et de la conductivité reste toujours applicable même aux basses fréquences.

Les résultats obtenus ne montrent pas une différence claire dans le facteur des pertes diélectriques entre les différentes proportions d'huile et de papier. L'huile vieillie sans carton présente la valeur la plus élevée suivie de l'huile vieillie avec 10% de carton et ensuite l'échantillon avec 20%. La plus basse valeur de la conductivité de l'huile à 1 mHz,

dans la figure 22, est notée pour l'échantillon avec un ratio de 20% de carton. Aux autres fréquences, les résultats ne montrent pas nécessairement la même tendance.

Les tests électriques appliqués au carton et à l'huile n'ont pas illustré de variation significative soulignant l'influence du rapport de quantités du papier et de l'huile sur l'évolution de leurs paramètres électriques. Ceci doit être dû à la superposition de deux processus principaux qui sont l'oxydation et la diffusion de l'humidité. En effet, durant le processus de vieillissement thermique, un processus de transfert de masse d'eau résulte du déséquilibre conséquent, où l'humidité migre du papier à l'huile par diffusion. À des températures élevées, des quantités non négligeables d'eau diffusent de la cellulose vers l'huile, tandis qu'une certaine quantité des produits de dégradation sont absorbés par la surface du carton. L'interaction entre ces phénomènes pourraient avoir affecté les résultats jusqu'à un certain degré.

3.2 RÉSULTATS DE TESTS PHYSICOCIMIQUES TRADITIONNELS ET MODERNES

La qualité de l'huile change avec sa composition. Ceci est le résultat d'un processus chimique complexe qui survient durant le fonctionnement du transformateur où des contraintes thermique, électrique et chimique sont présentes [23]. Les réactions chimiques aléatoires décomposent l'huile et le papier en brisant les liaisons d'hydrocarbures qui les forment, en formant des gaz et des molécules colloïdales [23], [82].

Comme la période d'incubation de l'oxydation des huiles isolantes n'est pas toujours détectable par la tension inter-faciale (IFT) et le nombre d'acide total (TAN) [83], une nouvelle méthode de test sous la référence D6802 intitulé «Test method for determination of the relative content of Dissolved Decay Products (DDP) in mineral insulating oils by spectrophotometry» a été développée [48].

Les données rapportées dans la figure 27 représentent l'aire sous la courbe de l'absorbance comprise entre 0-2,5 abs et 360-600 nm (selon ASTM D6802) en fonction du temps de vieillissement. Cette méthode permet la détermination relative des impuretés aux tout premiers stades de leur formation. Les résultats résumés dans la figure 27 comparent

une huile neuve à d'autres huiles vieilles en laboratoire et provenant de transformateurs en service (47 MVA-161/26,5 kV mise en service en 1984). L'aire sous chaque courbe, obtenue par intégration numérique, fournit une corrélation directe avec les produits de décomposition dissous. Les échantillons d'huile qui ont subi un vieillissement de 1000 heures au laboratoire présentent plus de produits de décomposition que les échantillons provenant du transformateur en service.

En réalité, le processus d'oxydation dans l'huile est ralenti par addition d'antioxydants qui arrêtent la formation des radicaux libres par oxydation. Les inhibiteurs utilisés dans les huiles de transformateur offrent une stabilité pour un temps limité appelé «période d'induction», après lequel l'huile s'oxyde au taux normal d'une huile non-inhibée [84], [85]. Les courbes d'acidité en fonction du temps montrent une hausse soudaine de l'acidité après 1000 heures, démontrant ainsi la fin de la période d'induction. Après cette montée soudaine de l'acidité, l'huile dans les transformateurs en service doit être impérativement traitée/changée ou remplie de nouveau d'inhibiteurs.

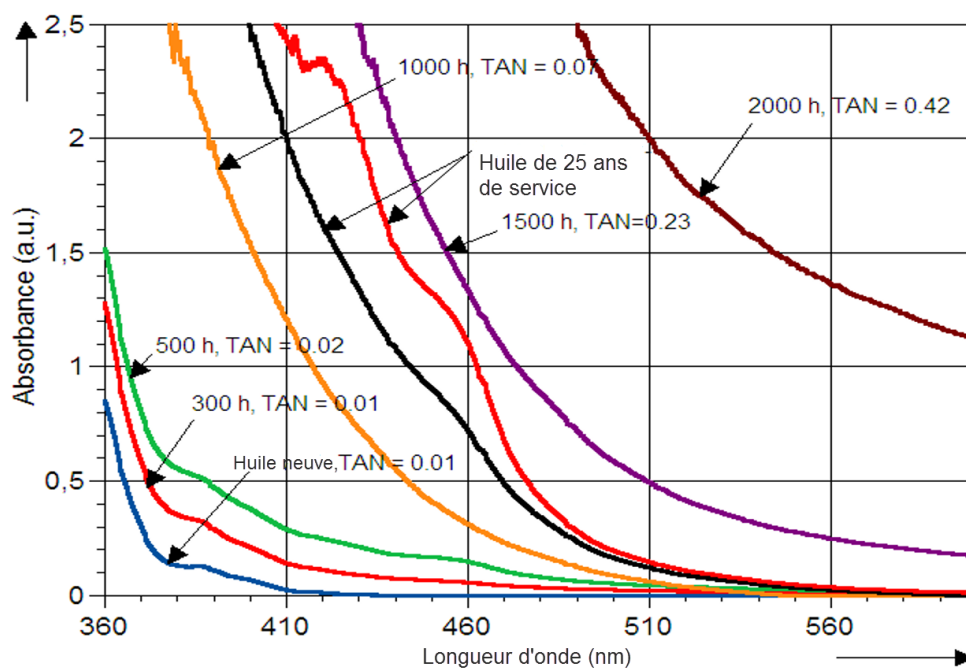


Figure 27 : Effet du vieillissement sur le NAT et l'absorbance de l'huile dans le spectre visible (NAT: Nombre d'Acide Total [mg KOH/g huile]).

La décoloration de l'huile, due aux suspensions colloïdales insolubles produites par l'huile et la cellulose, peut être évaluée par turbidimétrie [49]. La turbidité est définie comme une expression de la propriété optique; cause la dispersion et l'absorption de la lumière plutôt qu'être transmise dans des lignes droites à travers l'échantillon.

La viscosité des isolants liquides est importante pour le transfert de chaleur et le processus d'imprégnation. C'est un paramètre important dans les calculs de conception pour le transfert de chaleur par convection naturelle dans les petits transformateurs ou par convection forcée dans de plus grandes unités avec pompes [23]. Une valeur faible de la viscosité et une bonne capacité calorifique sont nécessaires pour un bon transfert de chaleur. On voit sur la figure 28 que la viscosité cinématique peut être corrélée directement aux résultats de turbidité en fonction de l'avancement du vieillissement. Cette corrélation claire souligne le fait que les suspensions colloïdales dans l'huile affectent sa capacité de transfert de chaleur. L'estimation de la quantité des produits de dégradation insolubles en suspension apparaît donc très importante, vu que ces produits contribuent en même temps à la dégradation de l'huile [82].

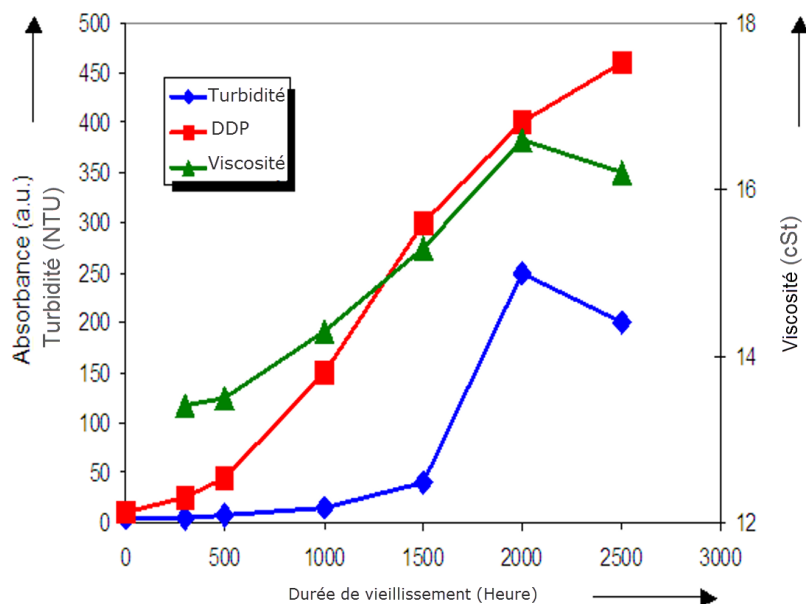


Figure 28 : Relation entre les produits de dégradation et la viscosité de l'huile mesurée à 20°C.

À partir de résultats obtenus, on pouvait observer que les produits de dégradation peuvent être suivis d'une façon précise avec la méthode de test D6802. Ces courbes linéaires peuvent être facilement utilisées pour établir des corrélations avec d'autres facteurs clés tels que la tension de claquage et de facteur de dissipation.

Pour des ratios différents d'huile/carton, les produits de dégradations dissous et insolubles ne semblent pas varier d'une façon significative jusqu'à 1300 heures de vieillissement accéléré. À partir de ce point, une augmentation de ces produits a été remarquée. Le même comportement a été observé avec la mesure de la turbidité.

Sur les figure 29 et 30, les courbes représentant la surface d'absorbance et la turbidité des différents ratios huile/carton montrent une tendance similaire avec une petite déviation entre elles.

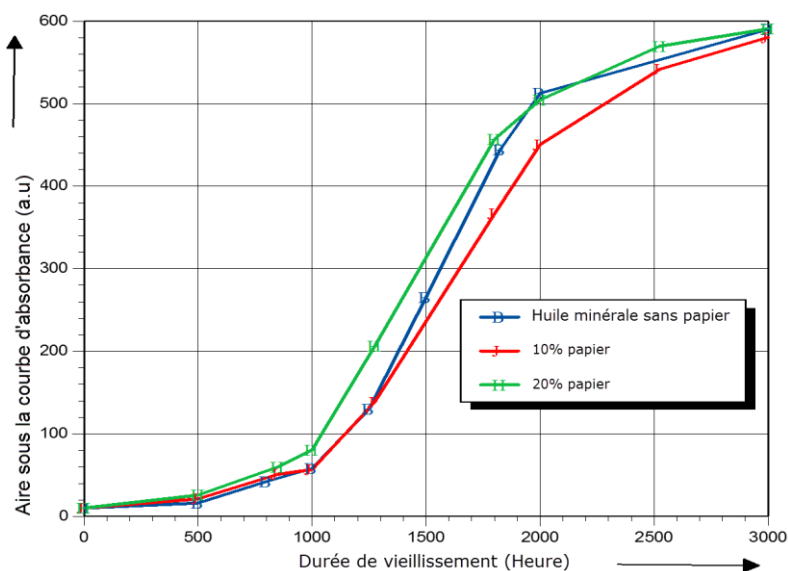


Figure 29 : Contenu des produits de dégradation dissous en fonction de la durée de vieillissement pour différentes proportions huile/papier.

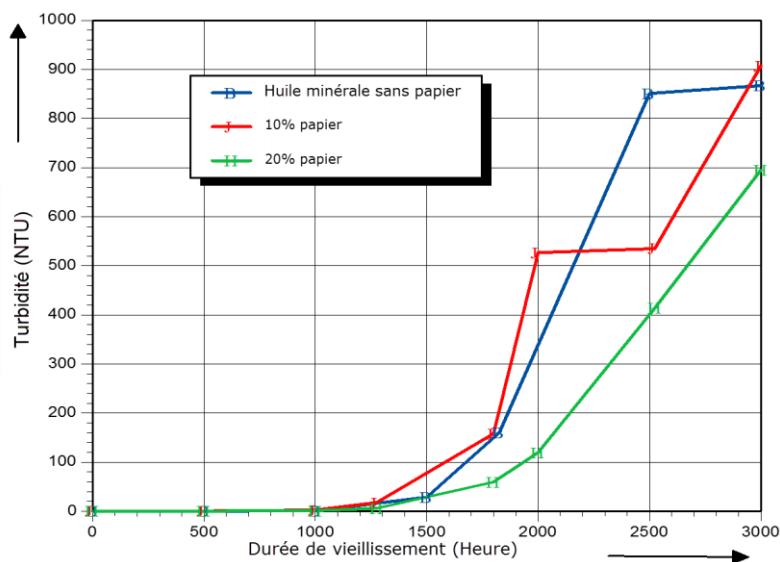


Figure 30 :Turbidité fonction de la durée de vieillissement pour différentes proportions huile/papier.

La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (SIRTF, ou FTIR en abréviation anglaise) est considérée comme un outil très puissant pour la surveillance et le contrôle des lubrifiants et des huiles des machines, puisqu'elle identifie les composés et la constitution des échantillons [86], [87]. Comme chaque liaison se caractérise par ses propres nombres d'onde, elle peut facilement être identifiée. Cette sensibilité aux constituants de l'huile peut être utilisée pour détecter tous les produits de dégradation. Comme pour l'huile des machines, la SIRTF peut être utilisée pour identifier l'eau, les acides et d'autres produits de détérioration dans les huiles des transformateurs. Cette méthode présente un grand potentiel pour l'amélioration de l'analyse des données recueillies par les méthodes traditionnelles.

Comme l'huile vieillit, les concentrations d'acides et de composés aromatiques augmentent, donnant lieu à des liaisons C=O durant le processus d'oxydation et les liaisons doubles C=C au cours de la décomposition thermique [88]. Selon [89], la plupart des pics reliés à la formation des aldéhydes et des acides carboxyliques apparaissent entre 1600 et 1820 cm^{-1} . Les empreintes des composés aromatiques sont détectées dans la gamme de 1450 à 1600 cm^{-1} . Cet effet apparaît clairement dans les spectres de l'huile présentés sur

lafigure 31 et la figure 32. Les pics d'aldéhydes, de cétones, d'acides carboxyliques et de leurs dérivés apparaissent à 1610 cm^{-1} , 1710 cm^{-1} et 1775 cm^{-1} , et sont peu apparents entre 1720 cm^{-1} et 1750 cm^{-1} . Un pic autour de 1450 cm^{-1} sur la figure 32montre la présence de composants aromatiques.

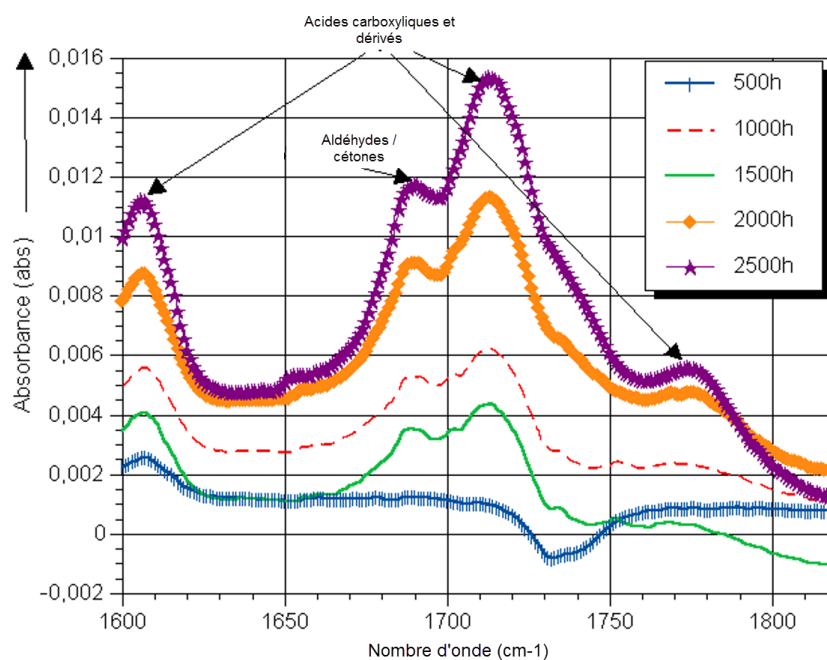


Figure 31 : Effet du vieillissement sur le spectre par SIRTFT entre 1600 et 1820 cm^{-1} .

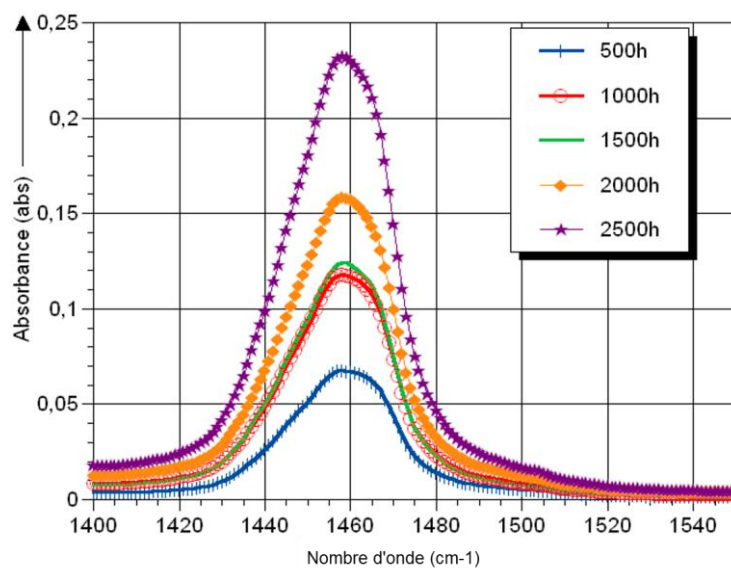


Figure 32 : Effet du vieillissement sur le spectre par SIRTFT entre 1400 et 1550 cm^{-1} .

Certaines études quantitatives ont pu permettre d'examiner les teneurs en eau dans les huiles de lubrification de moteurs hydrauliques par SIRTf [87]. Cependant, cette méthode a besoin de plus d'investigations. Malgré la possibilité de détection de l'eau à 3400 cm^{-1} [88], d'autres améliorations sont nécessaires avant son application aux huiles pour transformateurs. La figure 33 montre les résultats obtenus pour l'huile pour différentes durées de vieillissement. L'absorbance est très faible dans cette gamme (de l'ordre de 10^{-3} - 10^{-2}), ce qui rend la détection de l'eau moins crédible comparativement à d'autres méthodes.

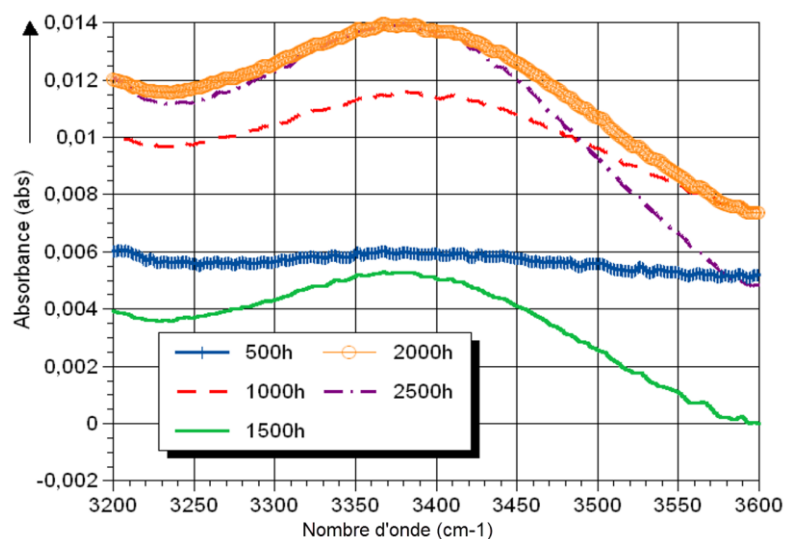


Figure 33 :Effet du vieillissement sur le spectre par SIRTf entre 3200 et 3600 cm^{-1} .

Les résultats obtenus par la méthode SIRTf offrent des perspectives prometteuses. Les résultats d'analyse d'huile rapportés sur la figure 34 ainsi que sur la figure 35 illustrent l'absorbance après 1000 heures de vieillissement accéléré pour chaque ratio huile /papier.

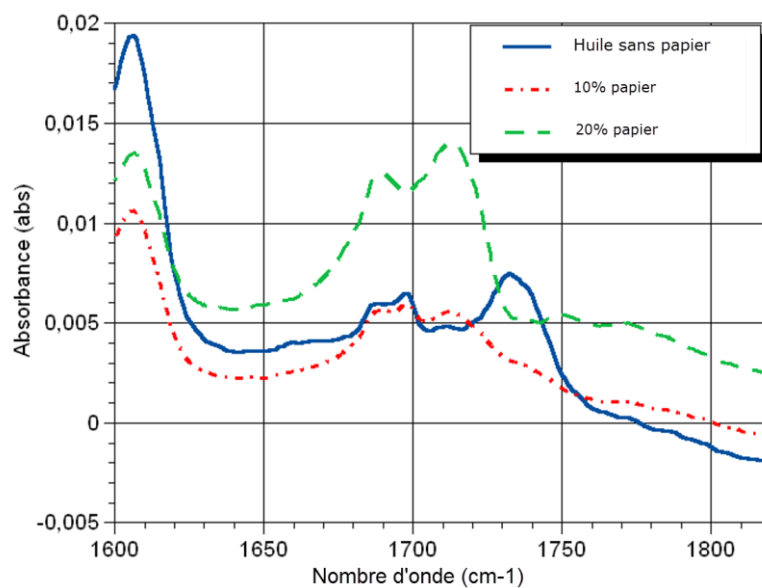


Figure 34 :Effet de 1000 heures de vieillissement sur le spectre par SIRTf entre 1600 et 1820 cm^{-1} .

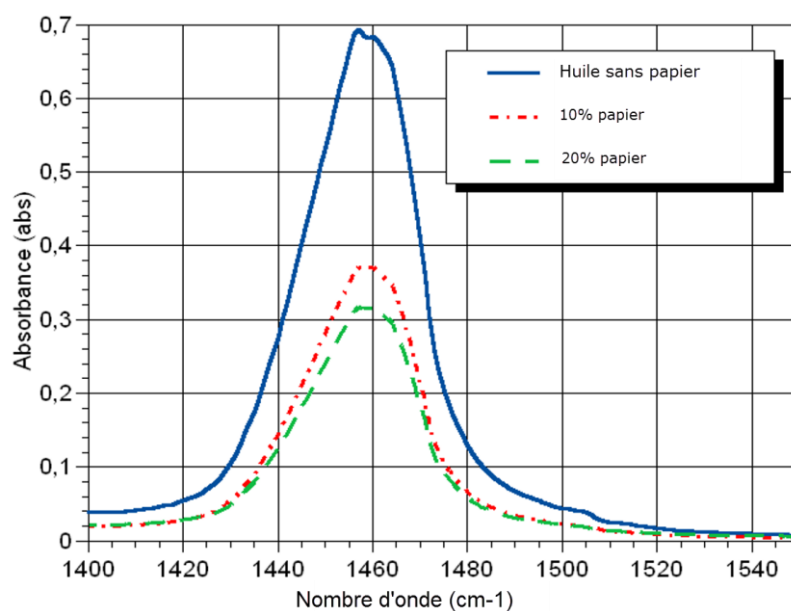


Figure 35 :Effet de 1000 heures de vieillissement sur le spectre par SIRTf entre 1400 to 1550 cm^{-1} .

Les acides carboxyliques apparaissent à 1610 cm^{-1} . Un pic autour 1450 cm^{-1} (figure 35) met en évidence la présence de liaisons conjuguées C=C et des contenus aromatiques

formés à partir de la déshydrogénation de naphènes qui sont produites à partir de déshydrogénation de composés paraffiniques, causée par la contrainte thermique [88]. Les résultats résumés dans les figure 35 et figure 36, peuvent être expliqués par l'absorption des produits de dégradation par la grande surface de la matière cellulosique (carton). En effet, les amplitudes des pics correspondants aux acides ont diminué avec l'augmentation de la quantité de carton dans l'huile.

Avec le vieillissement, les produits d'oxydation attaquent les chaînes de cellulose qui assurent l'intégrité mécanique de l'isolation solide à l'intérieur des transformateurs. Il a été rapporté dans la littérature que dans certains transformateurs en service avec de l'huile fortement dégradée, les couches externes du papier isolant ont été détruites [90]. Selon Solokov [91], l'adsorption est réduite avec l'augmentation du poids moléculaire des produits de dégradation. La boue et les peroxydes poly-atomiques qui se décomposent en acides à faibles poids moléculaires montrent ainsi l'effet destructif le plus significatif. L'absorbance mesurée par spectroscopie IRTF a démontré la sélectivité de l'adsorption de matières cellulosiques.

La teneur en produits aromatiques est considérée comme l'un des facteurs affectant la capacité d'huile à dissoudre les boues. Avec l'augmentation de surface d'adsorption des cartons (papier), les produits insolubles devraient aussi augmenter. Ceci est contraire aux résultats de turbidité présentés précédemment. Ces derniers ont montré une réduction des produits solides en suspension dans l'huile avec le plus grand ratio huile/carton. Une conclusion similaire peut être tirée pour l'analyse par spectrophotométrie. En effet, la SIRTf montre une diminution de la teneur en produits aromatiques tandis que presque aucun changement n'a été remarqué dans les courbes de surface d'absorption (figure 29).

Les résultats obtenus à partir de mesures électriques et chimiques sont résumés dans la figure 36. Les paramètres importants qui sont représentés dans cette figure comprennent le C-ratio de l'huile/papier, l'acidité, l'IP, le DDP et la turbidité. Les échantillons neufs ont été utilisés pour référence. Tous les paramètres sont tracés dans une échelle par unité de

sorte qu'ils puissent être représentés dans le même graphique pour une meilleure comparaison.

On peut observer sur la figure 36 que les tendances du DDP et du NAT par rapport au temps de vieillissement sont similaires, différemment au C-ratio et à l'index de polarisation. On suspecte que cela soit lié à la procédure de test électrique. En fait, la mesure de la tension de recouvrement, la mesure des courants de polarisation et de dépolarisation et la spectroscopie dans le domaine fréquentiel doivent être appliquées à l'ensemble du système d'isolation (huile et carton/papier), au lieu de les séparer pour effectuer des mesures comme on l'a fait dans ce travail.

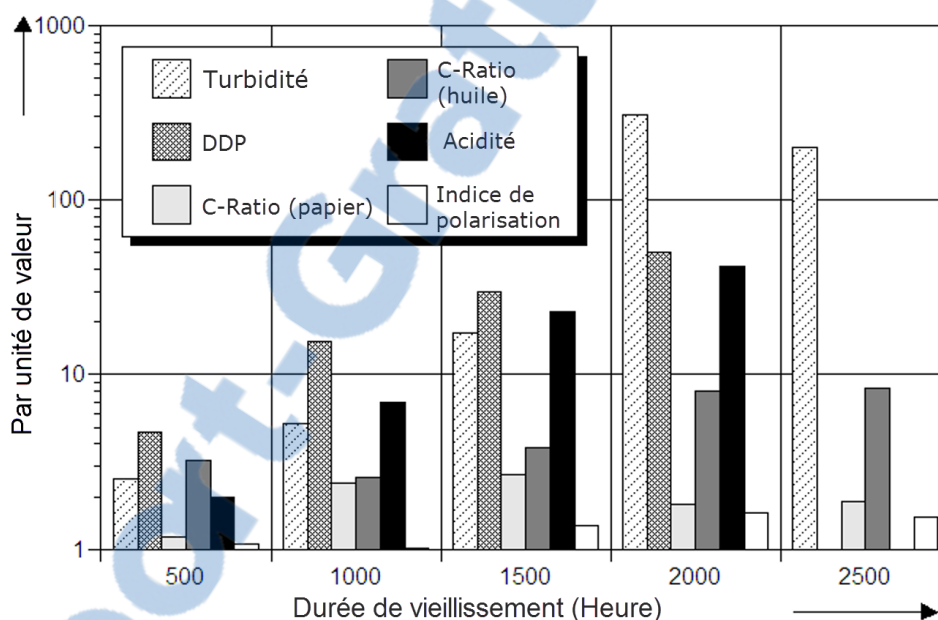


Figure 36 : Résumé des résultats.

3.3 ÉTUDE DES PRODUITS DE DÉGRADATION DE DIFFÉRENTS LIQUIDES ISOLANTS

• EFFET DE L'OXYGÈNE SUR LA DÉGRADATION DE L'HUILE

Les liquides isolants considérés dans cette expérimentation sont deux huiles minérales et deux esters naturels provenant de quatre différents producteurs. La

détérioration de la qualité de ces liquides a été suivie avec les procédures de tests décrites dans ASTM D6802, D6181 et D924.

3.3..1 TRANSFORMATEURS À RESPIRATION LIBRE

Les transformateurs à respiration libre sont équipés d'un réservoir permettant la variation dans le volume de l'isolation liquide. Le changement volumétrique est dû à la variation de la charge et de la température atmosphérique. Ces variations peuvent causer jusqu'à 9% de changement de volume.

Comme l'huile est en contact direct avec l'air, elle absorbe l'humidité et l'oxygène qui sont tous les deux nocifs à l'huile elle-même et par conséquent à l'isolation solide. L'atmosphère est considérée comme l'une des sources majeures d'eau qui contamine les transformateurs. Le mécanisme principal d'infiltration d'eau à l'intérieur des transformateurs est l'écoulement de l'air chargé d'humidité. La circulation d'air est causée par la variation volumétrique de l'isolation liquide. La présence de grandes quantités d'humidité dans les transformateurs peut entraîner la formation d'eau libre et de bulles; elle augmente également la conductivité électrique et le facteur de dissipation et réduit la rigidité diélectrique, augmentant ainsi le risque de panne.

L'humidité affecte la conductivité du papier, qui à son tour augmente le taux de relaxation de charges statiques, qui peut être un facteur crucial dans le phénomène d'électrification statique [92]. Pour les transformateurs avec des tensions inférieures à 120 kV, la limite de la teneur en eau dans le papier pour un fonctionnement fiable est 3 à 4%, et pour les transformateurs à très haute tension cette limite est 2% [93]. Pour éviter l'inhalation d'humidité de l'extérieur du transformateur, un récipient en verre contenant un déshydratant rempli de gel de silice (dessiccateur) est monté à la fin du tuyau d'entrée d'air du conservateur. Mais encore, l'humidité peut pénétrer à partir de défauts d'étanchéité. Cette augmentation peut également être le résultat d'une mauvaise manipulation au transport, au stockage, à l'installation, lors de petites réparations avec drainage temporaire et partielle de l'huile, ou le résultat de défauts dans le dessiccateur, etc. [94].

L'avantage du transformateur à respiration libre est l'absence de variations de pression qui pourrait théoriquement permettre aux gaz, y compris les gaz de décomposition,

de s'échapper; tandis que le désavantage le plus controversé est la quasi-saturation de l'huile avec l'oxygène qui réagit avec elle, ce qui détériore les propriétés de l'isolation solide, notamment à des températures de service élevées.

La réaction entre l'oxygène dans l'atmosphère et l'huile isolante forme une variété de composants chimiques, y compris les acides organiques. Le taux d'oxydation est accéléré principalement par la température, mais, selon l'équation d'Arrhenius, les catalyseurs sont un facteur critique qui peut augmenter la vitesse d'une réaction en réduisant l'énergie d'activation. La décomposition de l'huile en présence d'oxygène peut produire de l'hydrogène à des températures relativement basses [95]. Simultanément, l'oxygène augmente également sur les parties en fer, le risque de corrosion du noyau en présence d'eau ([96], [5]).



L'effet néfaste de l'oxygène a été résolu par la conception des transformateurs hermétiques, réduisant la détérioration de l'huile par oxydation. Toutefois, les transformateurs hermétiques ont aussi leurs limites et insuffisances, mais ils ont un grand avantage sur ceux à respiration libre tant qu'ils demeurent «impermeables» à l'air.

3.3.2 PROCÉDURE EXPÉRIMENTALE

Le vieillissement a été réalisé en mettant les échantillons huile/carton dans un four à 160°C pour différentes durées 48, 72 et 96 heures. Les échantillons ont été mis dans des conteneurs ouverts et scellés figure 37. Les spécimens de carton ont été placés dans des bécards contenant différents types d'huile.

Les fluides diélectriques utilisés dans ces études ont été deux huiles à base de pétrole dénommées P1 et P2, et deux esters naturels désignés NE1 et NE2.

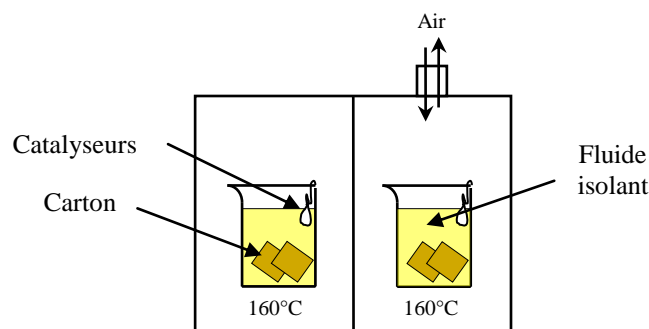


Figure 37 :Représentation schématique du système de vieillissement en présence et en absence de l'oxygène.

Même si certains des essais ASTM sont spécifiés seulement pour les huiles minérales, ils ont été effectués sur tous les fluides. Toutefois, la différence dans la composition de ces fluides ne permettra pas une comparaison équitable uniquement avec les résultats présentés.

3.3..3 RÉSULTATS DES TESTS PHYSICO-CHIMIQUES; FORMATION DE PRODUITS DE DÉGRADATION

Les figures 38 et 39 montrent l'évolution des surfaces sous les courbes d'absorbance entre 0 – 2.5 pour l'absorbance et pour les longueurs d'onde entre 360 – 600 nm (selon ASTM D6802), en fonction de la durée de vieillissement. Cette surface est corrélée directement au DDP (produits de dégradation dissous), tout comme le changement de couleur est étroitement relié aux produits d'oxydation.

On remarque sur la figure 38 une grande différence dans la formation des produits d'oxydation. P2 montre une meilleure performance que P1 en présence d'oxygène, cette dernière est rapidement oxydée et voit sa surface d'absorbance (qui correspond à l'assombrissement de la couleur) atteindre des valeurs très élevées dès le début du processus de vieillissement, et dépasse la valeur maximale de l'aire de l'absorbance après quatre jours de vieillissement accéléré. Toutefois, dans le système scellé sous azote pressurisé, P1 se comporte comme P2 en présence d'oxygène. Ces observations sont d'une grande importance et nous laissent juger que P2 est plus résistante à l'oxydation.

L'oxydation des deux autres fluides d'origine naturelle semble progresser au même taux pour chacun d'eux. La décoloration due à l'oxygène est montrée dans les photos présentées dans la figure 40.

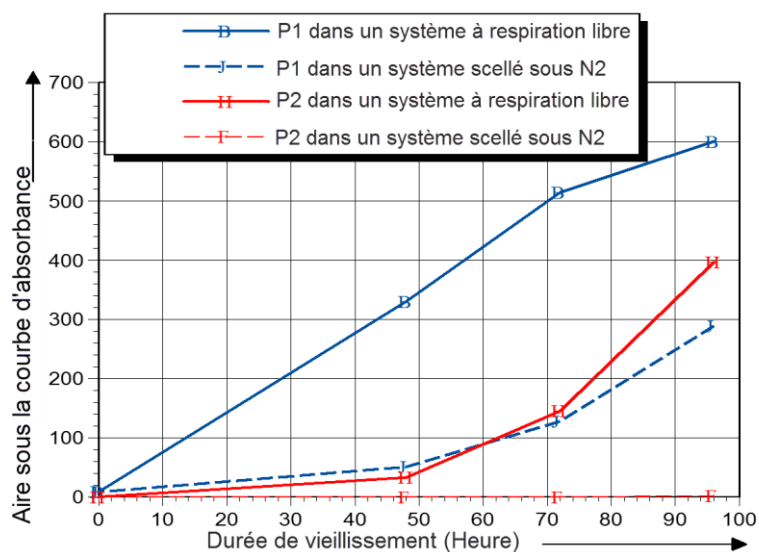


Figure 38 : Effet du vieillissement thermique sur la formation des produits solubles dans les huiles à base de pétrole, avec et sans influence de l'oxygène.

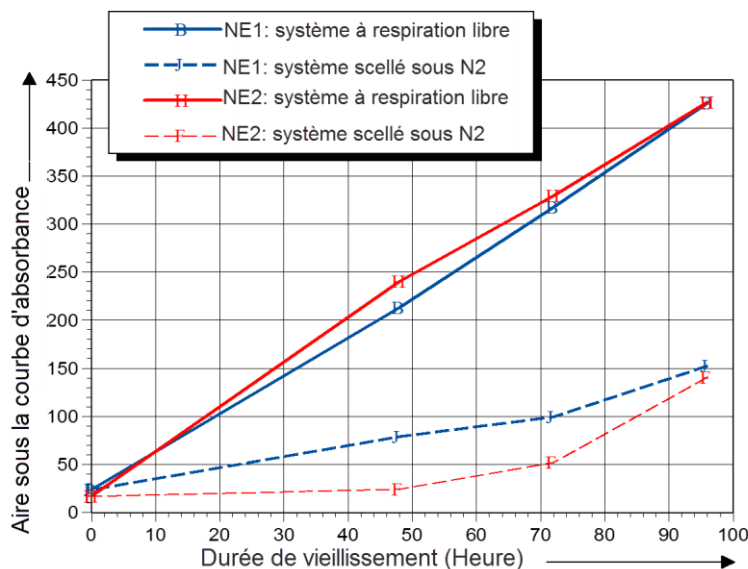


Figure 39 : Effet du vieillissement thermique sur la formation des produits solubles dans les esters naturels, avec et sans influence de l'oxygène.

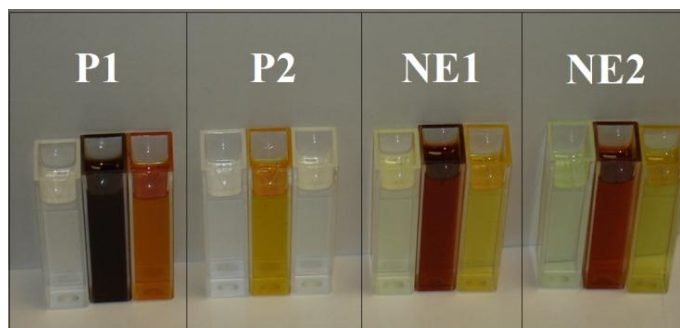


Figure 40 : Décoloration des fluides isolants: Sur chacun des 4 photos, le fluide neuf est sur la gauche, le fluide vieilli sous l'effet de l'oxygène est au milieu et le fluide vieilli en absence d'oxygène est à droite.

Les mêmes observations peuvent être faites pour la formation de suspensions colloïdales insolubles dans tous les liquides étudiés. En fait, les suspensions solides sont considérées comme les résultats des radicaux libres recombinaés après avoir été décomposés sous différentes contraintes appliquées au fluide isolant, y compris l'excès de chaleur. Un autre résultat important de cette décomposition est la formation de produits de dégradation solubles.

Il a été remarqué à la fin de l'expérimentation sous l'effet de l'oxygène que les béchers contenant des esters naturels (NE1 et NE2) ont été recouvertes d'une matière collante qui était difficile à enlever même avec un détergent de nettoyage habituel. Cela signifie que les résultats obtenus à partir des mesures de spectrophotométrie ont été sous-estimés. Les esters, après quatre jours sous 160°C dans un système de respiration libre, ont vu leur viscosité augmenter, liée probablement à la formation de grosses molécules insolubles. Lorsque de grosses molécules et de matériaux collants sont produits à l'intérieur d'un transformateur de puissance, non seulement les couloirs de refroidissement et presspan vont être obstrués, mais aussi les valves et les tubes dans le système de refroidissement.

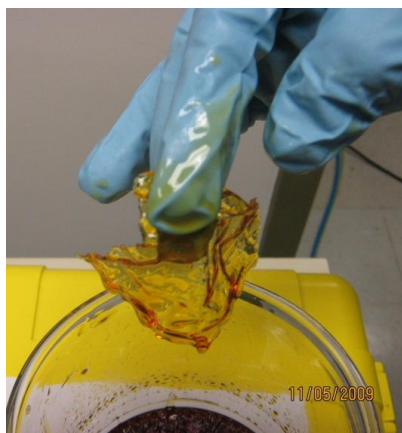


Figure 41 :Gel produit par vieillissement thermique accéléré dans les esters naturels.

Les deux figures suivantes représentent l'évolution de la turbidité en fonction de la durée du vieillissement, pour les fluides étudiés. Quant à la spectrophotométrie, les résultats des huiles minérales sont réunis dans la même figure, et les liquides d'origine naturelle sont mis dans une autre figure. La figure 42 montre que P1 et P2, du point de vue formation des suspensions solides, se comportent exactement comme ce que nous avons vu précédemment dans l'analyse de la décoloration, prouvant encore une fois l'agressivité de l'oxygène dissous dans l'huile isolante.

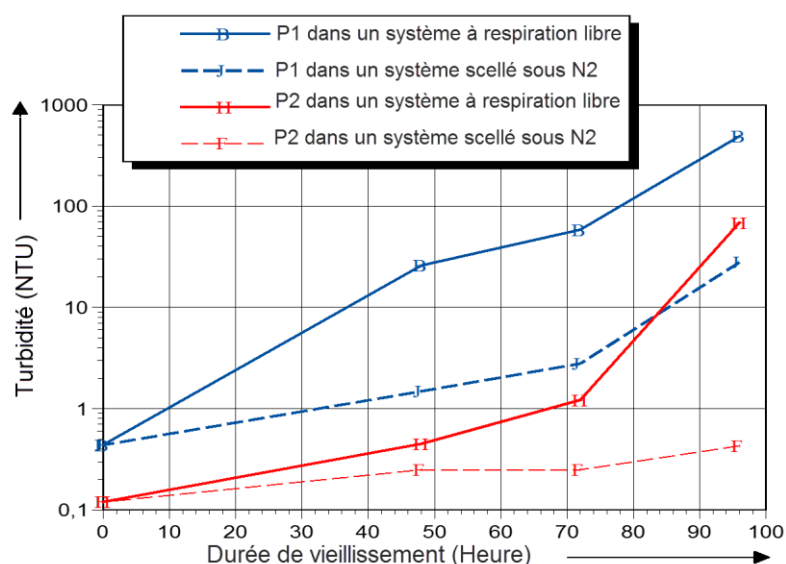


Figure 42 :Effet du vieillissement thermique sur la formation des produits insolubles dans les huiles à base de pétrole, avec et sans influence de l'oxygène.

Une mauvaise manipulation a eu lieu lors de l'évacuation de l'air du récipient contenant NE1. Dès le premier jour de vieillissement accéléré, et à chaque jour d'échantillonnage, celle-ci a causé la diffusion de la poudre des catalyseurs à l'huile résultant en une augmentation non ordinaire de la turbidité dépassant les valeurs trouvées dans le système à respiration libre, comme on peut le noter sur la figure 43. Les résultats sont réellement intéressants. En fait, même à une température très élevée (ce qui ne peut pas être atteint par des transformateurs en service), la diffusion de la poudre de catalyseurs, qui accélèrent les taux de réactions, n'a pas accéléré la décoloration et la formation de boue comme il était censé le faire.

Le Tableau 4 montre les différents rapports entre une quantité physique mesurée (turbidité ou surface d'absorbance) à un moment d'échantillonnage spécifique pour les échantillons subissant un vieillissement accéléré dans le système à respiration libre et la quantité mesurée au même moment du prélèvement pour des échantillons vieillis en absence d'oxygène.

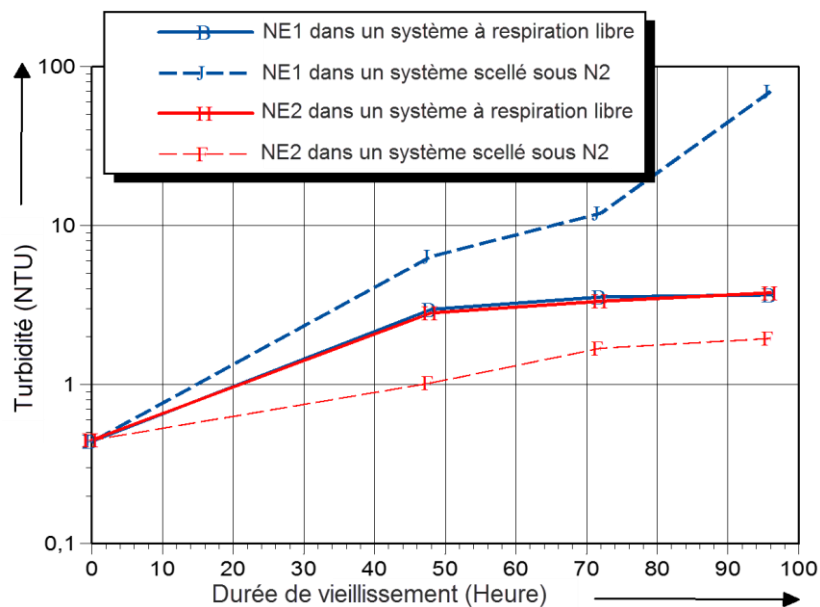


Figure 43 : Effet du vieillissement thermique sur la formation des produits insolubles dans les esters naturels, avec et sans influence de l'oxygène.

Tableau 4. Ratios des produits de dégradation dus au vieillissement thermique avec et sans influence de l'oxygène.

Test	Durée de vieillissement (heures)	P1	P2	NE1	NE2
DDP - D6802 (aire)	0	1	1	1	1
	48	6.47	652	2.7	9.87
	72	4.01	452.62	3.19	6.33
	96	2.07	237.32	2.793	3.03
Turbidité D6181 [NTU]	0	1	1	1	1
	48	17.38	1.8	0.46	2.74
	72	20.89	4.88	0.29	1.96
	96	17.5	159.76	0.05	1.93

Sur ce tableau, on peut observer que l'avancement de la détérioration en fonction de la durée du vieillissement avec et sans oxygène. Il semble que l'amélioration de la qualité d'isolation du fluide, lorsqu'il vieillit dans le système fermé, est plus élevée pour des huiles à base de pétrole. Cependant, la viscosité ne doit pas être négligée dans cette analyse. Plus d'investigations devraient être menées pour corrélérer la décoloration à l'évolution de viscosité en fonction de la durée de vieillissement.

3.3..4 RÉSULTATS DES TESTS ÉLECTRIQUES; FACTEUR DE DISSIPATION DIELECTRIQUE

De l'analyse du balayage en fréquence du facteur de dissipation diélectrique (DDF), seules les valeurs mesurées à 50 Hz sont présentées. Comme on peut le voir sur les figure 44 et figure 45, les DDF sont plus faibles pour les échantillons vieillis sous azote. Ce qui traduit une amélioration en l'absence d'oxygène. Les valeurs élevées du DDF des esters naturels par rapport à celles de P1 et P2 peuvent être attribuées à des contaminants polaires.

Il est reconnu que l'isolation solide est plus importante que l'huile à l'intérieur des transformateurs. En fait, le carton et le papier ne sont pas accessibles pour être testés et s'ils éprouvent des dommages, le transformateur en entier risque d'être en panne. S'ils ne sont pas bien protégés par l'huile avec laquelle ils sont imprégnés, ils peuvent perdre leur intégrité mécanique, ce qui se traduit par la fin de la vie du transformateur. Avant que la

panne ne survienne (à cause de l'isolation solide), des événements précurseurs se manifestent comme l'obstruction des pores avec des produits de dégradation qui sont pratiquement impossibles à enlever.

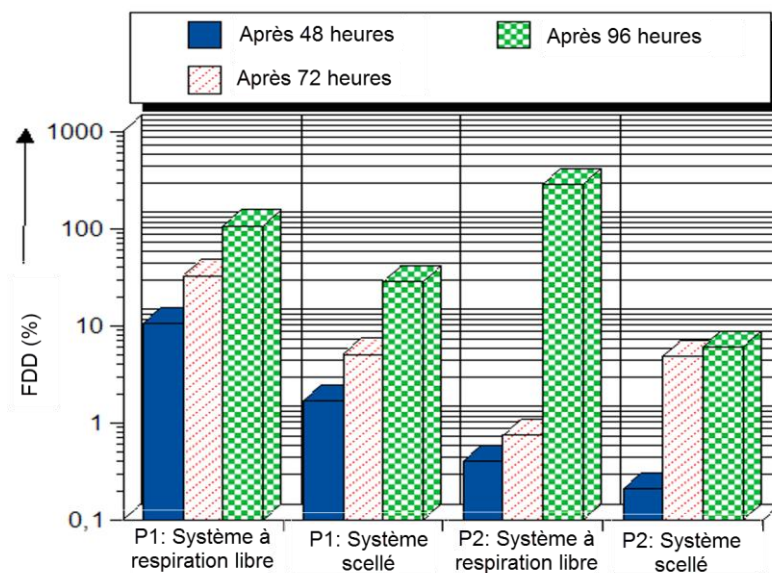


Figure 44 : Effet du vieillissement thermique sur le DDF dans les huiles minérales, avec et sans influence de l'oxygène.

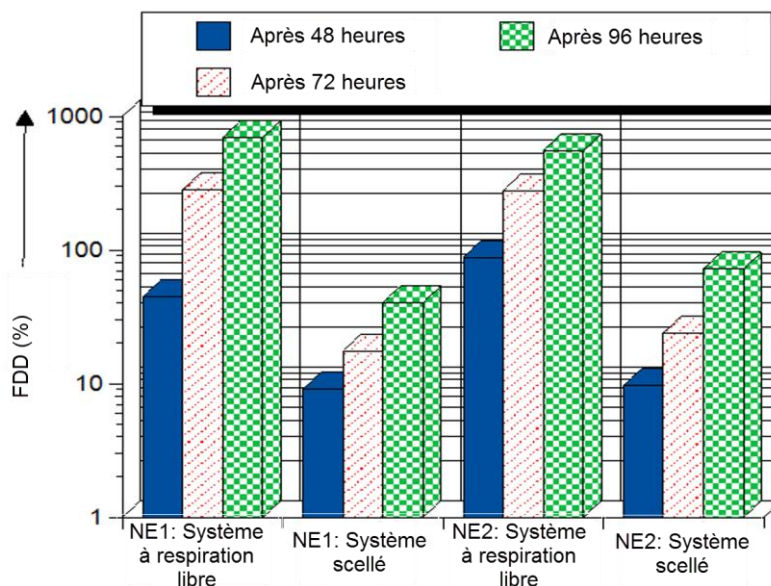


Figure 45 : Effet du vieillissement thermique sur le DDF dans les esters, avec et sans influence de l'oxygène.

Le Tableau 5 montre le DDF du papier imprégné d'huile à la fréquence industrielle de 50 Hz pour les fluides étudiés. À partir de ce tableau, on peut constater que les propriétés diélectriques du papier sont bien meilleures quand il est associé à des fluides qui ne sont pas en contact avec l'oxygène. L'amélioration est d'un facteur de 3 à 16 (selon le type d'huile) entre le papier très dégradé et celui bon état.

Tableau 5 :DDF du papier vieilli dans les différents fluides avec et sans influence d'oxygène à la fin de la période de vieillissement accéléré (après 4 jours).

	Nouvel échantillon	Vieilli en présence de O ₂	Vieilli sous N ₂
Dans P1	2,052	2,302	0,684
Dans P2	2,059	8,580	0,540
Dans NE1	1,798	14,830	2,197
Dans NE2	1,189	12,130	1,730

Les investigations expérimentales rapportées dans cette partie, prouvent que la nature paramagnétique de l'oxygène peut affecter négativement les propriétés diélectriques des isolants solides et liquides utilisés dans les transformateurs de puissance.

Avec la suppression de l'oxygène dissous dans l'huile, les réactions chimiques secondaires avec les gaz générés deviennent presque impossibles.

- **ÉTUDE COMPARATIVE DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES ESTERS ET DES HUILES MINÉRALES**

Dans cette section, les produits de dégradation et la stabilité sous contrainte électrique sont étudiés au cours d'un vieillissement accéléré. Les fluides étudiés sont l'huile minérale et les esters naturel et synthétique (introduits dans les années 70 pour remplacer les huiles minérales dans les transformateurs comme une alternative plus sûre où la sécurité, l'incendie et la protection de l'environnement sont des considérations primordiales).

Même si, en service, la quantité d'impuretés solubles et insolubles s'accroît de jour en jour, leur quantité n'est pas motif de préoccupation durant plusieurs années. Pendant ce temps, les résultats sont bien inférieurs aux limites supérieures acceptables des taux des gaz dissous tandis que le nombre d'acides total (TAN) est très faible et la tension interfaciale élevée. Malheureusement, l'isolation papier absorbe sans relâche ces traces d'impuretés par sa surface. Par conséquent, la période d'induction est trompeuse. Des recherches antérieures ont montré que les méthodes analytiques traditionnelles, telles que le nombre d'Acide et la tension interfaciale ne sont pas suffisamment précises pour détecter ces produits de dégradation pendant la période d'induction du processus d'oxydation [49].

Le résultat présenté à la figure 46 compare des échantillons d'huile neuve, légèrement oxydée, oxydée et fortement oxydée ; de façon convaincante. Il prouve que, contrairement à l'acidité et à la tension interfaciale, ces techniques de laboratoire modernes sont capables de surveiller étape par étape, le processus de dégradation des huiles minérales isolantes.

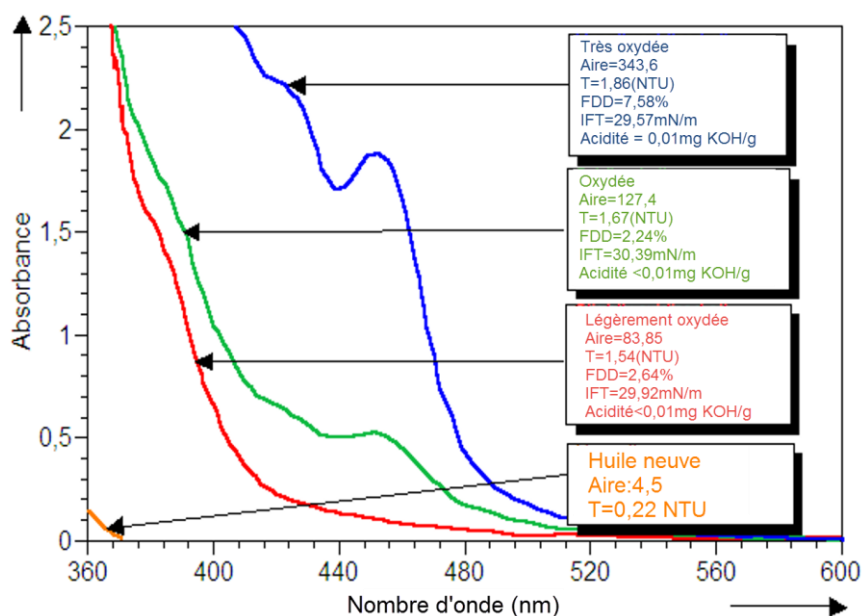


Figure 46 : Courbes d'absorbance d'huiles: neuve, légèrement oxydée, oxydée et très oxydée: FDD=facteur de dissipation diélectrique, T = turbidité, Aire= intégration numérique des aire sous les courbes d'absorbance.

Le balayage en fréquence du facteur de pertes des trois fluides isolants est montré sur les figures 47, 48, et 49. Il est à noter que MO symbolise l'huile minérale, NE- l'ester naturel, SE-ester synthétique et DDF-facteur de dissipation diélectrique. Alors «MO – 500h; DF=1.93% @ 60 Hz» par exemple, signifie que le facteur de dissipation de l'échantillon d'huile minérale avec une durée de vieillissement de 500 heures a été mesuré à 1,93% à la fréquence industrielle (60 Hz).

Ces figures reflètent les différences entre les échantillons neufs, légèrement oxydés et fortement oxydés.

La quantité relative de produits dissouts (DDP) dans les échantillons de fluide était numériquement calculée à partir des courbes d'absorbance. Les résultats calculés sont résumés dans la figure 50. Sur cette figure, on peut observer que le taux d'augmentation de DDP dans l'huile minérale est beaucoup plus élevé que celui des esters synthétiques (5-7 fois plus élevé que dans le liquide d'esters synthétiques, après 3100 heures de vieillissement). L'ester naturel montre un comportement intermédiaire.

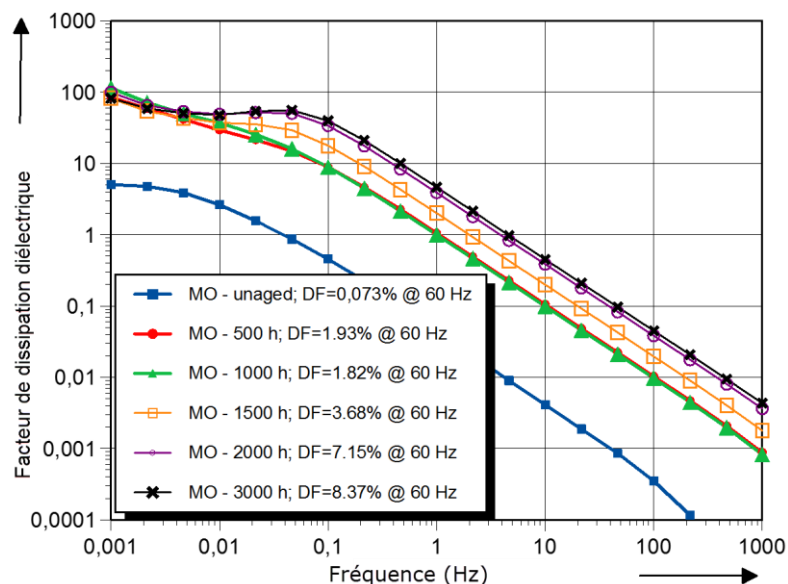


Figure 47 : Balayage en fréquence du facteur de pertes de l'huile minérale.



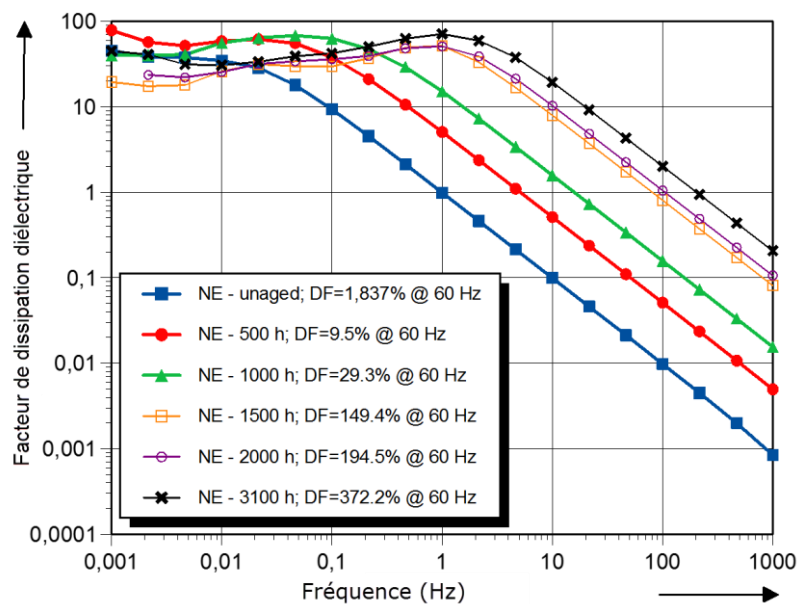


Figure 48 :Balayage en fréquence du facteur de pertes de l'ester naturel.

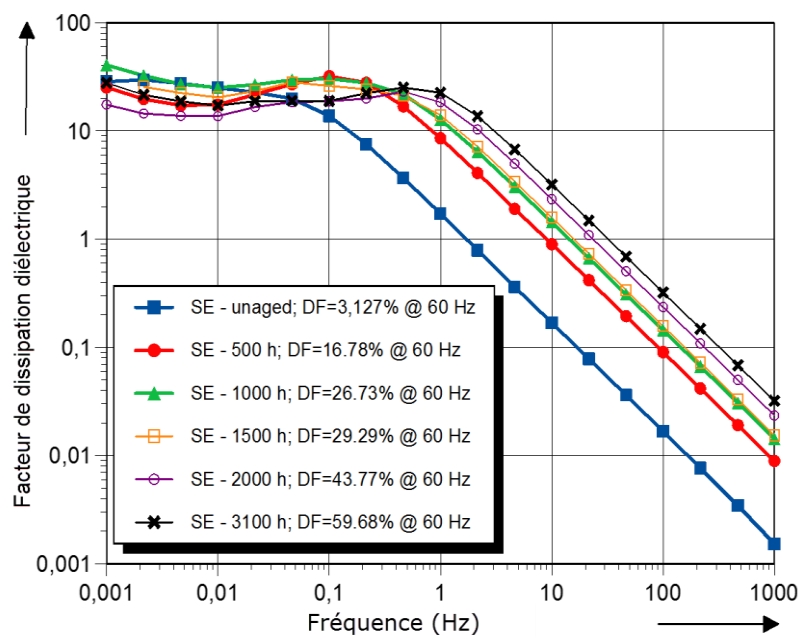


Figure 49. :Balayage en fréquence du facteur de pertes de l'ester synthétique.

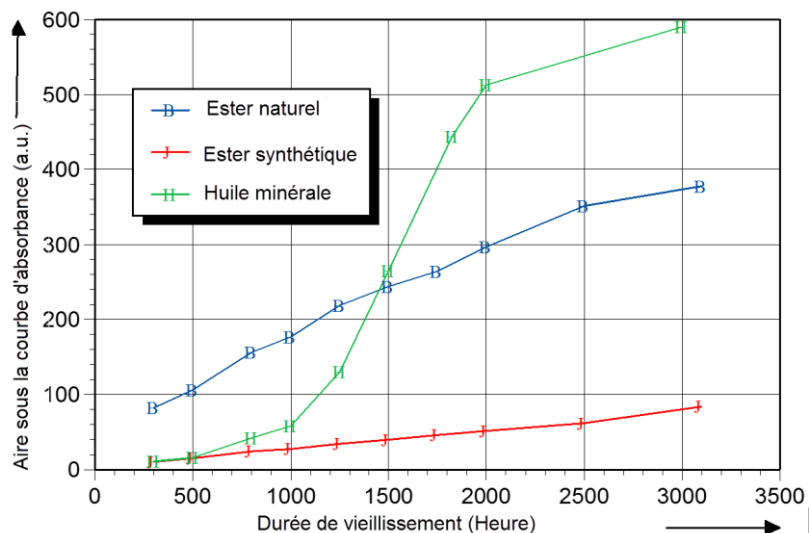


Figure 50 : Contenu relatif en produits de dégradation dissous en fonction de la durée de vieillissement.

Les quantités de suspensions solides microscopiques dans les échantillons de fluides neufs et vieillis ont également été déterminées et résumées dans la figure 51. Encore une fois, la même observation faite dans le cas du DDP s'applique. Le contenu en suspensions solides dans l'huile minérale augmente entre 300 et 500 fois celui des esters après 3100 heures de vieillissement.

Même si les valeurs obtenues pour le DDF de l'huile minérale sont inférieures à celles des esters, la quantité de produits de dégradation reste élevée.

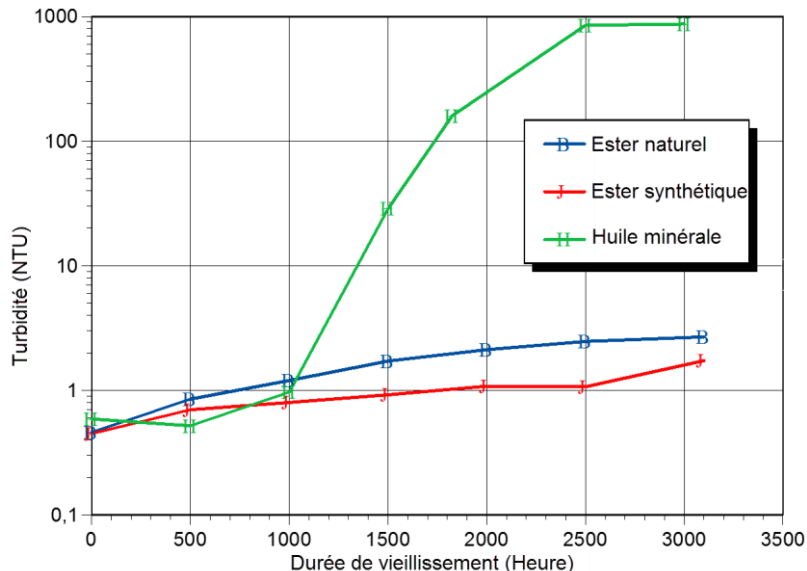


Figure 51 :Turbidité en fonction de la durée de vieillissement pour différents fluides.

Le processus d'oxydation de l'huile est contrôlé ou ralenti par des procédures de maintenance préventives en intégrant des inhibiteurs d'oxydation ou antioxydants dans le but d'interrompre le processus d'oxydation des radicaux libres. Les inhibiteurs utilisés dans les huiles de transformateur offrent une stabilité pour un temps limité, après lequel l'huile s'oxyde au taux normal désinhibé. À partir des résultats obtenus, ce phénomène semble se produire après 1000 heures de vieillissement. Les figure 50 et figure 51 illustrent assez pertinemment ce phénomène. La stabilité à l'oxydation (ou la capacité à résister à l'oxydation) de l'ester synthétique est à souligner.

Les esters synthétiques vieillissent considérablement plus lentement que les esters naturels et l'huile minérale dans les mêmes conditions de vieillissement; l'ester naturel montrant un comportement intermédiaire.

3.4 CONCLUSION

Ce chapitre inclut les résultats des travaux liés à l'étude du vieillissement thermique accéléré réalisé au laboratoire pour comprendre le vieillissement de l'huile et du papier sous différentes conditions. Les points suivants résumement les résultats les plus importants de ce chapitre.

- Le vieillissement thermique est moins ressenti dans le carton par rapport à l'huile.
- Les mesures dans le domaine fréquentiel fournissent une meilleure appréciation de l'état de l'isolation mais prennent de plus longue durée de mesure.
- La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier est un outil puissant qui peut être développé pour les applications de diagnostic.
- L'ester synthétique vieillit moins vite que l'ester naturel et l'huile minérale.
- Facteur de puissance de l'huile minérale est inférieur à celui des esters.
- La quantité des produits de dégradation de l'huile minérale est beaucoup plus élevée à celle des esters.

L'analyse des gaz dissous n'a pas été mentionnée dans ce chapitre mais à cause de son importance le chapitre suivant lui a été réservé.

CHAPITRE 4

QUELQUES REFLEXIONS SUR LA NORME ASTM D6802 ET L'ANALYSE DES GAZ DISSOUS

Bien que des huiles isolantes soient très soigneusement raffinées par l'industrie pétrolière, l'impact des contraintes électriques, thermiques et chimiques, conduit à une variété de produits de décomposition en état de service. De telles impuretés réduisent l'espérance de vie et la fiabilité de service des transformateurs.

Le résultat de la dégradation donne naissance à la formation de gaz, d'acides, cires et autres produits colloïdaux dans l'huile. Les boues produites colleraient sur les surfaces du papier isolant arrêtant la chaleur absorbée. Les boues agissent en tant que barrière à l'écoulement de la chaleur de l'huile au liquide réfrigérant et du noyau aux enroulements à l'huile fraîche. Parfois les boues peuvent même bloquer les conduits de refroidissement dans lesquels l'huile circule. Comme conséquence, l'isolation du transformateur et des enroulements devient trop chaude et pourrait par la suite être endommagée. La détérioration de l'isolation solide entre les enroulements peut conduire à des courts-circuits ayant pour résultat la panne du transformateur.

Gazage de l'huile : problématique

La détection de certains gaz produits dans un transformateur rempli d'huile en service est fréquemment la première indication disponible d'un défaut de fonctionnement qui peut par la suite mener à une panne s'il n'est pas détecté et corrigé. Une décharge électrique, les décharges partielles, une étincelle à faible énergie, une surcharge élevée, un défaut dans la pompe du moteur, et la surchauffe dans le système d'isolation sont quelques-uns des mécanismes possibles. Ces phénomènes se produisant séparément, ou en tant que

plusieurs événements simultanés, peuvent avoir comme conséquence la dégradation des isolations et la formation de divers gaz combustibles ou non. Le fonctionnement normal d'un transformateur aura également comme conséquence la formation de quelques gaz. En fait, il est possible que quelques transformateurs fonctionnent durant toute leur vie utile en présence de quantités substantielles de gaz combustibles. Le fonctionnement d'un transformateur avec de grandes quantités de gaz combustibles présents n'est cependant pas une situation normale. La détection d'une condition anormale exige une évaluation de la quantité de gaz présents et du taux continu de génération. Une indication de la source de génération des gaz et de l'isolation impliquée peut être obtenue en déterminant la composition des gaz produits.

Depuis la fin des années 1920, les gaz non dissous sont utilisés à des fins de protection à l'aide du relais Buchholz. Depuis la fin des années 1950, les gaz dissous servent également à détecter les défaillances. En établissant certaines relations de concentrations particulières de gaz au début des années 1970, on a pu éliminer l'influence du volume du liquide. Les rapports utilisés sont le rapport éthylène/acétylène en tant qu'indicateur des défaillances électriques et le rapport méthane/hydrogène en tant qu'indicateur des défaillances thermiques. Quelques années plus tard, les premières tables de codes de défaillance ont été créées en tenant compte des rapports des concentrations de différents gaz. Depuis lors, diverses méthodes pour déterminer la défaillance d'une isolation de transformateur en fonction des différents rapports de concentrations de gaz ont vu le jour.

Bien qu'il existe un consensus général sur le fait que l'augmentation de la concentration de gaz dissous représente un signe avant-coureur d'une détérioration locale de l'isolation, les avis diffèrent lorsqu'il s'agit de l'interprétation des symptômes. Le manque de consensus est bien plus évident lorsque des tentatives sont faites pour indiquer exactement la cause du phénomène, basé sur la composition chimique des gaz dissous.

La complexité de l'analyse des gaz dissous à «détecter» des défauts naissants et à «diagnostiquer» leur cause en analysant les «gaz de défaut» est d'ailleurs soulignée par l'IEEE (IEEE Guide C57.106 for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in

Equipment) comme suit : "Many techniques for the detection and the measurement of gases have been established. However, it must be recognized that analysis of these gases and interpretation of their significance is at this time not a science, but an art subject to variability". Ensuite, «The result of various ASTM testing round robins indicates that the analytical procedures for gas analysis are difficult, have poor precision, and can be widely inaccurate, especially between laboratories». Finalement, «However, operators must be cautioned that, although the physical reasons for gas formation have a firm technical basis, interpretation of that data in term of the specific cause or causes is not an exact science, but is the result of empirical evidence from which rules for interpretation have been derived».

Une des contraintes majeures de cette technique (DGA), hormis la difficulté d'interprétation, est le fait que l'échantillon d'huile peut fournir de fausses informations dans le cas où :

- le transformateur est mis hors service durant plusieurs années, car l'information dans l'huile se perd,

- l'agressivité de l'oxygène dissous - approximativement 20 000 ppm à l'équilibre dans le cas des transformateurs à conservateur – représente une source chimique additionnelle d'énergie contribuant au processus de décomposition des molécules d'hydrocarbures.

Les concentrations de gaz changent et dans ce cas, l'analyse ne pourrait ne pas révéler l'état réel de l'isolation à l'intérieur [40].

Des études récentes ont prouvé que le gazage de l'huile a un effet secondaire important. La rupture des chaînes d'hydrocarbure produit non seulement des gaz solubles, mais également des suspensions colloïdales invisibles qui sont insolubles dans l'huile [97]. En conséquence, la première étape vers l'amélioration de la précision des techniques d'analyse de gaz dissous devrait être la compréhension des mécanismes liés aux réactions chimiques secondaires contribuant à la génération des gaz de défauts dans les huiles de transformateur.

Le gazage des huiles isolantes en service résulte principalement de la rupture des liaisons de valence dans les molécules d'hydrocarbures instables. Pour comprendre le

mécanisme par lequel ce processus se produit, il est important d'identifier la source d'énergie qui déclenche la décomposition des chaînes hydrocarbonées de faible stabilité.

Les molécules excitées produites par le *processus primaire* d'absorption d'énergie peuvent subir une variété de *processus secondaires*, à la fois physiques et chimiques. Les processus typiques qui affectent la stabilité électrochimique de ce mélange de plus de 3000 composants sont:

- La subdivision des molécules excitées en plus petits fragments,
- Le transfert d'énergie à d'autres molécules; ou
- Leur retour à l'état fondamental en libérant l'énergie absorbée.

Tant que les liaisons chimiques à l'intérieur des chaînes d'hydrocarbures ne sont pas brisées, les formations de produits de dégradation sont entravées. Les sources d'énergie capables de diviser une liaison covalente constituée d'une paire d'électrons sont de trois ordres [98] :

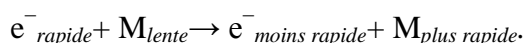
- Le fort champ électromagnétique qui déclenche le processus d'injection d'électrons libres dans l'isolation liquide.
- L'énergie thermique générée par les parties actives.
- Et finalement, l'agressivité de l'oxygène dissous.

- **CONTRAINTE ELECTRIQUE:**

Les électrons libres (e^-) sont considérés comme la source principale d'énergie pour la rupture des liaisons covalentes vulnérables (approximativement $4 \text{ eV} \approx 386 \text{ kJ mol}^{-1}$). Les électrons s'échappent de la surface du conducteur métallique, en particulier durant les périodes brèves, mais fréquente, de surtensions [99], [23], [100], [101].

Les électrons libres injectés dans le liquide isolant sont accélérés par le champ électrique. La collision d'un électron accéléré (e^-_{rapide}) avec une molécule M peut être soit élastique ou inélastique, conduisant à des résultats très différents.

(i) Collusion élastique:



(ii) Collusion inélastique:



ou



Alors que des molécules stables ayant atteint leur niveau d'excitation singlet (M^*), libèrent généralement l'énergie absorbée en un quantum de lumière fluorescente ($h\nu$) : $M^* \rightarrow M + h\nu$,

les molécules vulnérables ($R-R'$) se décomposent et génèrent des paires de radicaux libres ($R\bullet$ et $R'\bullet$) : $R-R' + h\nu \rightarrow R\bullet + R'\bullet$

- **CONTRAINTES THERMIQUES:**

En conditions normales de fonctionnement, la température de l'huile est généralement inférieure à 100°C. Dans de telles circonstances, essentiellement les énergies de rotation et de vibration des chaînes hydrocarbonées sont excitées, tandis que la scission d'une liaison covalente a lieu uniquement lorsque le niveau d'excitation électronique est atteint. Cependant, les molécules faiblement liées peuvent parfois accumuler suffisamment d'énergie pour atteindre le niveau d'excitation électronique et se décomposer pour former, dans un premier temps, deux radicaux libres qui peuvent par la suite réagir tel discuté précédemment.

En outre, les températures élevées accélèrent le processus d'oxydation, augmentent la mobilité des radicaux libres générés par le gazage de l'huile, et favorisent ainsi les réactions chimiques aléatoires secondaires qui précèdent la formation de produits de dégradation.

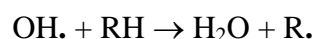
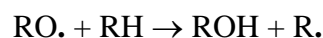
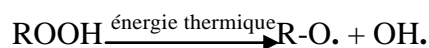
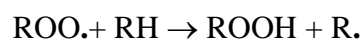
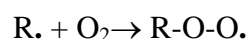
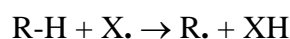
- **CONTRAINTES CHIMIQUES:**

La molécule d'oxygène, qui est une espèce «di-radical», elle a des fonctions électroniques très particulières. Étant donné que son état fondamental est un triplé, les deux premiers états excités de l'oxygène sont singulets, caractérisés par des durées très longues [99], [102], [82].

Conformément à la loi d'Henry, la quantité de gaz dissous dans l'huile minérale dépend de la pression partielle des gaz existant au-dessus de la surface. C'est la raison pour laquelle l'huile en contact avec l'air à pression atmosphérique, dissout 10% d'air en volume. La teneur en oxygène dissous d'un échantillon d'huile, prise à partir du réservoir d'un transformateur à conservateur (à respiration libre), indique des valeurs, entre 5000 et 40000 ppm [82].

L'omniprésence de l'oxygène (avec l'effet catalytique du cuivre et des autres métaux), la chaleur et l'humidité favoriseront l'oxydation de l'isolation liquide, même dans des conditions normales.

Le processus d'oxydation est un phénomène complexe impliquant des réactions entre radicaux libres. Quelques-unes des réactions possibles sont présentées ci-après [23]:



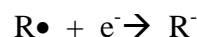
(X. = tout produit chimique avec un ou plusieurs électrons non appariés, dont O₂, capables d'abstraire un atome d'hydrogène à partir d'une macromolécule).

Lorsque la concentration d'oxygène dissous est élevée comme dans le cas d'un transformateur à respiration libre, l'énergie d'excitation électronique de la molécule d'oxygène peut être transférée à des molécules vulnérables. Le processus d'oxydation accélérée par la température, l'humidité ou d'autres produits chimiques, crée des peroxydes, qui se dissocient pour former des radicaux libres. Ainsi, l'oxygène dissous devient un facteur qui contribue au gazage de l'huile. La réaction auto-oxydation génère non seulement des produits de dégradation solubles, qui noircissent la couleur de l'huile vieillie en service, mais aussi de produire de grosses molécules insolubles.

4.1 RADICAUX LIBRES

Toutes les chaînes hydrocarbonées rompues sont paramagnétiques. L'importance primordiale de radicaux libres dans la chimie physique organique des huiles isolantes a été soulignée par Tanaka [100].

Avec l'augmentation de la population de radicaux libres, certaines fractions gazeuse ou liquide peuvent capturer un électron libre et former un ion.



L'accumulation de ces molécules ionisées augmente le facteur de dissipation de l'isolation huile-papier. Quand deux gros radicaux libres unissent leurs électrons non appariés pour générer un hydrocarbure similaire insoluble sans oxygène dans le milieu, le produit de dégradation forme de la cire (x-wax). L'augmentation de la population de radicaux libres augmente les réactions chimiques aléatoires entre eux, créant des produits solubles et insolubles (figure 52). Le stade terminal du processus de détérioration du liquide isolant sont les boues ou cires (x-wax) et de l'acide en quantité suffisante pour réduire la qualité de son transfert de chaleur et de ses propriétés diélectriques. Ces produits contribuent inévitablement à la détérioration de l'isolation des bobines. Cela doit probablement être la raison pour laquelle C. Mayoux a abouti à la conclusion que le gazage de l'huile est un processus autonome [102].

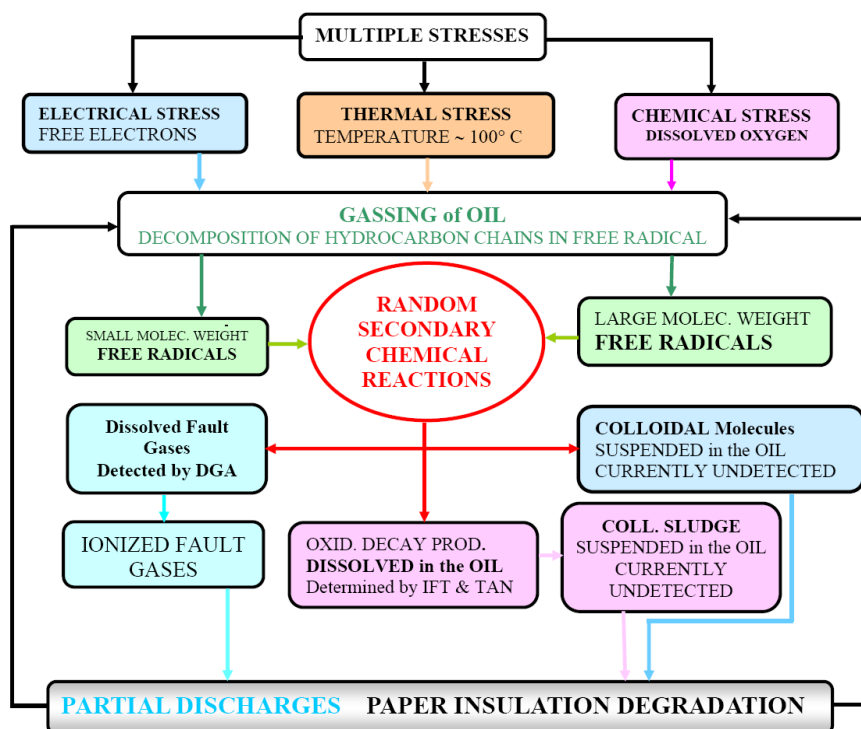


Figure 52 : Processus de dégradation de l'isolation dans les transformateurs à respiration libre.

Dans ce chapitre, nous présentons l'analyse des gaz dissous et l'influence de la qualité de l'huile sur les résultats prédits par certaines techniques actuellement disponibles.

4.2 ANALYSE DES GAZ DISSOUS

L'analyse des gaz dissous est considérée comme l'outil de diagnostic le plus utilisé dans la surveillance des équipements de la haute tension remplis d'huile. Pour la surveillance, un échantillon d'huile peut être pris à tout moment à partir de la plupart des équipements sans avoir à les retirer du service, ce qui ouvre une «fenêtre» vers l'intérieur de l'appareil électrique qui permet de diagnostiquer et de corriger les problèmes potentiels. Toutefois, le premier paragraphe du guide d'interprétation des gaz dissous dans l'huile des transformateurs de puissance IEEE Std C57.104-2008 mentionne qu'actuellement, malgré le nombre de techniques d'interprétation qui existent (voir chapitre 2), l'analyse des gaz dissous et leur interprétation n'est pas une science exacte mais un art sujet à variabilités. La

présence des gaz dissous et leurs quantités dépendent du type d'huile, de la température à laquelle le défaut s'est produit, de la solubilité des différents gaz, du type du système de préservation et du taux de circulation de l'huile, du type des matériaux en contact avec l'huile et aussi des variables associées aux procédures d'échantillonnage et de mesure. Selon ce même guide, l'obstacle principal qui empêche cet art d'interprétations de devenir une science exacte est le manque de corrélations positives entre les gaz identifiant certains défauts et des causes différentes qui les ont générées.

Il ya eu dans le passé quelques questions sur le rôle joué par les contaminants dans le gazage de l'huile. En fait, les études expérimentales menées récemment par les auteurs ont donné un fort soutien à cette théorie, montrant que les échantillons d'huile âgée génèrent plus de gaz que les nouveaux. Ces résultats ont stimulé le développement de nouvelles recherches sur le comportement gazage des huiles, dans le but de parvenir à une connaissance plus approfondie de leurs impacts sur les interprétations DGA.

Dans cette perspective, notre travail expérimental ne se limite pas simplement à vérifier si les huiles vieilles (ou contaminées) génèrent plus de gaz que les huiles neuves, mais visait surtout à étudier quantitativement l'impact des produits de dégradation sur l'interprétation DGA.

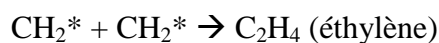
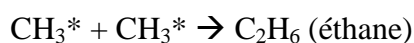
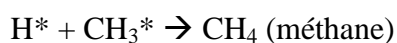
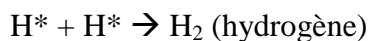
- **CONTEXTE**

Les gaz résultent toujours de la décomposition des matériaux d'isolation (huile ou papier), en raison de défauts ou de réactions chimiques dans l'équipement. Le gazage de l'huile peut être défini scientifiquement par la décomposition chimique de certains hydrocarbures, sous l'effet des contraintes électriques, thermiques et environnementales [103].

Sous l'effet de contraintes thermiques, électriques ou chimiques, les molécules d'hydrocarbures peuvent se briser. Toutes les molécules cassées et les atomes d'hydrogène libérés sont les radicaux libres et donc paramagnétiques.

L'accumulation de ces molécules ionisées augmente le facteur de dissipation d'isolation huile-papier. D'autre part, les grands radicaux libres peuvent être combinés, ce qui conduit à la formation de suspensions colloïdales insolubles qui influent sur les propriétés du fluide isolant. La collision de deux grands radicaux libres conduit à la formation de grands composés colloïdaux ayant une masse moléculaire comprise entre 500 et 600 (boues en phase solide), tandis que les radicaux de faible poids moléculaire peuvent se combiner et former des gaz. Quand deux grands radicaux libres se combinent par leurs électrons libres (sans oxygène dans le milieu) pour produire un hydrocarbure insoluble similaire, le produit formé a le nom générique de cire. L'augmentation de la concentration des radicaux libres augmente les réactions chimiques aléatoires entre les radicaux libres ; le résultat est des produits de dégradation solubles et insolubles. Une représentation schématique simple des principaux processus menant à l'huile en décomposition est illustrée à la figure 53.

Certaines liaisons d'hydrocarbures peuvent se casser et former les radicaux libres suivants : H^* , CH_3^* , CH_2^* and CH^* [104]. Tous ces radicaux peuvent se combiner pour produire les gaz qu'on retrouve dans l'huile (figure 53).



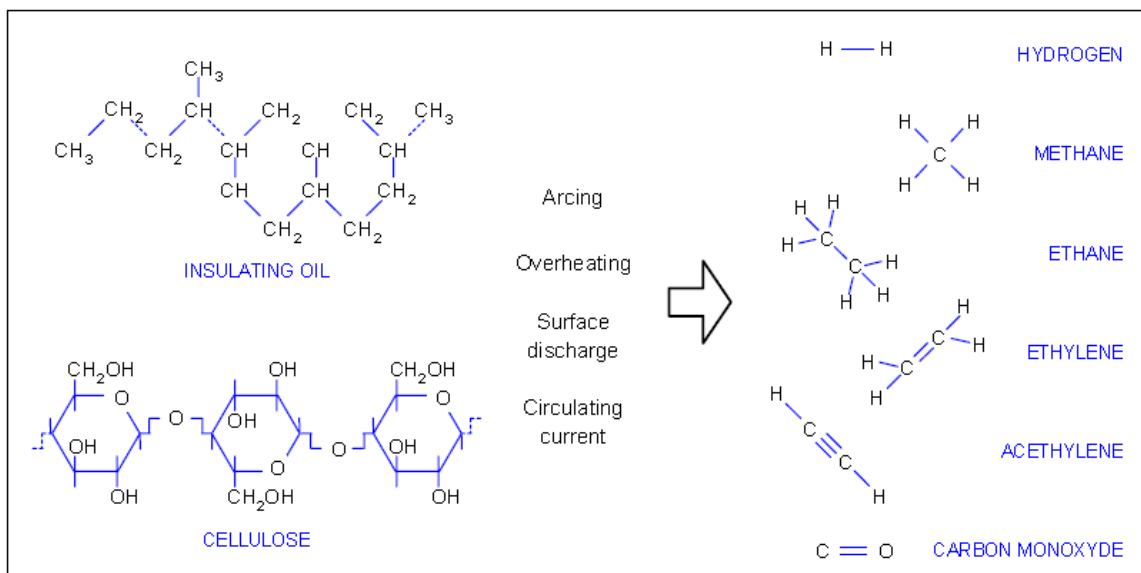


Figure 53 : Gaz produits dans l'huile par la décomposition de la cellulose et le papier [104].

Le procédé de craquage de la cellulose (dépolymérisation par une succession de réactions chimiques) provoque la rupture de chaînes et la libération de gaz (CO_2 , CO) et de l'eau (H_2O) dans l'huile environnante (en raison de la présence d'atomes d'oxygène dans la molécule de cellulose), et quelques grosses molécules telles que furfurals [104].

Sachant que les gaz résultant de défauts se dissolvent dans l'huile, la technique de l'analyse des gaz dissous (DGA) a été développée pour détecter des défauts à un stade précoce dans les transformateurs de puissance. Selon la méthode de test normalisée ASTM D 3612-02 [41], Section 1.2, indique que les gaz composants individuels qui peuvent être identifiés et déterminés comprennent: l'hydrogène H_2 , l'oxygène O_2 , l'azote N_2 , monoxyde de carbone CO , du dioxyde de carbone CO_2 , méthane CH_4 , éthane C_2H_6 , éthylène C_2H_4 , acétylène C_2H_2 , propane C_3H_8 et de propylène C_3H_6 . Comme tous ces fragments de faible poids moléculaire ont dû avoir un électron libre lorsque la rupture est survenue, il n'y a aucun doute que les gaz mentionnés ci-dessus (sauf O_2 et N_2) sont en fait le résultat d'une réaction chimique secondaire.

- **PROCÉDURE EXPERIMENTALE**

La procédure de vieillissement de l'huile a été réalisée comme décrit auparavant dans le chapitre 2 (similaire à celle décrite dans la norme ASTM D 1934) : en plaçant les échantillons dans un four à convection à 100° C et en les chauffant pendant des périodes spécifiques prolongées jusqu'à 5000 heures. Les échantillons ont été vieillis dans les béciers ouverts contenant des catalyseurs métalliques.

Afin d'étudier l'influence des produits de vieillissement, une partie des échantillons d'huile vieillis a été recyclée avec la terre à foulon. L'huile est chauffée à 60° C lors de la traversée de la cartouche de la terre à foulon pour éliminer les acides et les impuretés.

Avant l'application de contraintes thermiques ou de claquage, échantillon d'huile ont été dégazé pour fournir de base de comparaison. Des tests de dégradation ont été réalisés selon la norme ASTM D877. La contrainte thermique a été simulée en soumettant les échantillons d'huile à 140°C ou 160°C pendant une période prolongée de 72 ou 96 heures.

La méthode de test ASTM D3612 a été utilisée pour déterminer les gaz dissous dans les échantillons de fluide. Cette procédure offre trois méthodes différentes pour l'extraction des gaz dissous dans les fluides. La D3612-A implique un procédé d'extraction à vide où une portion des gaz est extraite. La D 3612-B utilise l'injection directe d'un échantillon d'huile chauffée sur un gaz de décapage qui est en série avec une colonne de séparation, dans ce cas la totalité des gaz est extraite. Dans la troisième méthode, D3612-C, l'extraction des gaz est obtenue par agitation et chauffage de l'huile pour libérer les gaz dans l'espace libre d'un flacon(vial) scellé ; pour cette méthode une portion de l'espace gaz est extraite. La procédure B a été utilisée pour extraire les gaz dissous dans les échantillons de fluide en raison de ses avantages (rapidité et élimination des dangers potentiels de mercure). Cependant, la méthode de test ASTM affirme que «La limite de détection de l'hydrogène spécifiée dans la méthode B est supérieure à celle spécifiée pour la méthode A. Cela pourrait affecter l'interprétation des résultats lorsque de faibles niveaux de gaz sont présents». Le plan de travail est schématisé sur la figure 54.

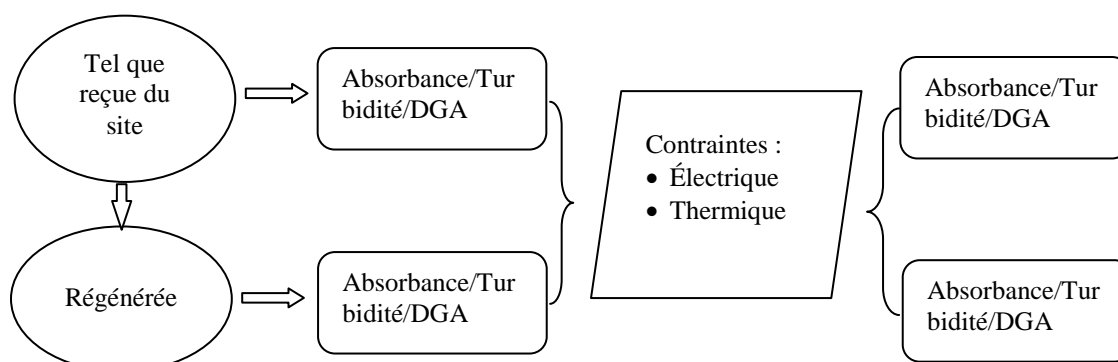


Figure 54: Méthodologie d'investigation de l'influence de la dégradation de l'huile sur la production des gaz.

• RÉSULTATS

Dans ce qui suit, les résultats des investigations sont rassemblés sous forme de tableaux selon la contrainte appliquée.

Le Tableau 6 résume les gaz dissous extraits des échantillons d'huile. Pour pouvoir comparer, les échantillons d'huile ont été dégazés avant l'application de 50 claquages.

Tableau 6: Gaz dissous après application de claquage électrique.

	Huile nouvelle	Huile vieille (3000h)	Huile vieille (5000h)
Méthane	32,7	23,4	30,2
Monoxyde de Carbone	13,4	19,8	54,3
Dioxyde de Carbone	515,0	878,6	1362,8
Éthylène	56,1	36,2	52,2
Éthane	5,4	3,0	4,0
Acétylène	387,3	291,7	437,4
Hydrogène	385,8	247,1	386,2
Oxygène	26 618,4	28 603,1	30 303,6
Azote	67 686,8	67 855,6	96 245,2
Total des gaz combustibles	880,7	621,2	964,3

*Total des gaz combustibles = Somme de H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, et CO (ppm).

D'après ce tableau, la quantité de gaz combustibles dissous total augmente entre 3000 heures et 5000 heures de vieillissement ; on peut constater que, les produits de

dégradation contribuent à la formation de CO et CO₂. Mais l'huile neuve présente des teneurs plus élevées pour les hydrocarbures sans une explication évidente.

L'analyse des gaz dissous par trois méthodes : Duval, Dornenburg et Rogers, est montrée sur le tableau suivant.

Tableau 7: Analyse des gaz dissous après application de claquage électrique.

	Huile nouvelle	Huile vieillie (3000h)	Huile vieillie (5000 h)
Duval	Arc électrique	Arc électrique	Arc électrique
Dornenburg	Non identifié	Non identifié	Non identifié
Rogers	Arc électrique	Arc électrique	Arc électrique

Pour une analyse plus approfondie sur l'influence des produits de dégradation, une partie de l'huile vieillie de 5000 h a été recyclée avec la terre à foulon, dégazée et soumise à 50 claquages. Les résultats de gaz dissous extraits sont présentés dans le Tableau 8 et l'AGD résumées dans le Tableau 9.

Tableau 8: Gaz dissous après application de claquage électrique.

	Huile vieillie	Huile recyclée
Méthane	294,4	35,7
Monoxyde de Carbone	142,6	22,3
Dioxyde de Carbone	6 984,5	1 095,0
Éthylène	781,2	97,6
Éthane	177,7	22,2
Acétylène	348,0	274,0
Hydrogène	443,7	87,5
Oxygène	27 116,1	28 028,6
Azote	67 816,7	65 628,3
Total des gaz combustibles	2 187,6	533,9

Tableau 9: Analyse des gaz dissous après application de claquage électrique.

	Huile vieillie	Huile recyclée
Duval	Décharge & défaut thermique	Décharge haute énergie

Dornenburg	Pas de défaut	Non identifié
Rogers	Pas de défaut	Pas de défaut

Les prémisses théoriques, que les produits de dégradation contribuent au gazage de l'huile, sont confirmées en regardant à nouveau la quantité totale de gaz produit. L'AGD, dans le Tableau 10, prédit différentes causes de défaut, possiblement influencées par les impuretés.

La deuxième série de tests concerne l'application de contrainte thermique. Une partie de l'huile vieillie (5000 heures) a été recyclée avec la terre à foulon et dégazée avant l'application de la contrainte. Le tableau 10 et tableau 11 rapportent les gaz dissous extraits.

Tableau 10: Gaz dissous après application de la contrainte thermique (140°C / 72h).

	Huile vieillie	Huile recyclée
Méthane	78,9	0
Monoxyde de Carbone	98,2	70,5
Dioxyde de Carbone	1772,4	692,6
Éthylène	162,3	16,7
Éthane	46,7	4,9
Acétylène	0	0
Hydrogène	0	0
Oxygène	30303,6	33943,5
Azote	96245,2	118255,6
Total des gaz combustibles	2158,5	784,6

Tableau 11: Gaz dissous après application de la contrainte thermique (160°C / 96h).

	Huile vieillie	Huile recyclée
Méthane	3,5	0
Monoxyde de Carbone	46,6	61,2
Dioxyde de Carbone	345,6	363,8
Éthylène	11,7	4,9
Éthane	3,3	0
Acétylène	2,3	0
Hydrogène	0	0

Oxygène	28072,7	28953,8
Azote	78531,9	87737,4
Total des gaz combustibles	413,0	429,7

Le diagnostic des échantillons d'huile prédit par la méthode d'essai AGD est rapporté dans les tableaux 11 et 12.

Tableau 12 : Analyse des gaz dissous après application de la contrainte thermique (140°C/72H).

	Huile vieillie	Huile recyclée
Duval	Défaut thermique dans papier : T > 300°C huile : T > 700°C	Défaut thermique dans papier : T > 300°C huile : T > 700°C
Dornenburg	Défaut thermique	Pas de défaut
Rogers	Défaut thermique T > 700°C	Défaut thermique à faible température

Tableau 13: Analyse des gaz dissous après application de la contrainte thermique (160°C/9 H).

	Huile vieillie	Huile recyclée
Duval	Défaut thermique dans papier : T > 300°C huile : T > 700°C	Défaut thermique dans papier : T > 300°C huile : T > 700°C
Dornenburg	Pas de défaut	Pas de défaut
Rogers	Défaut thermique T > 700°C	Défaut thermique à faible température

Ces résultats fournissent la preuve expérimentale que la composition chimique du mélange d'hydrocarbures et les produits de dégradation de l'huile sont aussi des facteurs qui contribuent au gazage d'huile. De toute évidence, le gazage de l'huile est un phénomène plus complexe.

4.3 STABILITÉ DES HUILES MINÉRALES SOUS DÉCHARGE ÉLECTRIQUE

Les défauts électriques naissants comme les décharges partielles et les points chauds sont considérés comme les seules causes du gazage de l'huile en service. Néanmoins, la

relation entre la cause et les symptômes de détérioration du papier isolant n'est pas clairement comprise. Le travail présenté dans ce qui suit, montre que le gazage de l'huile est un phénomène beaucoup plus complexe. Il fournit des preuves expérimentales que la composition chimique du mélange d'hydrocarbures et les produits de dégradation de l'huile contribuent également au gazage.

Des procédures d'analyse rapides, efficaces et peu coûteuses développées par l'ASTM (D6802 and D6181) ont été utilisées pour suivre la formation des produits de dégradation avant et après le test de stabilité sous contrainte électrique (D6180). Cette procédure peut aussi être utilisée pour évaluer la capacité des fluides isolants à résister à la décomposition.

Le test de stabilité D6180 mesure avec précision la quantité de gaz générés. Il révèle également les effets secondaires du gazage en raison de réactions chimiques entre les hydrocarbures fractionnés.

- **ÉVALUATION DE LA TENDENCE AU GAZAGE DES HUILES**

Les méthodes existantes pour déterminer la tendance au gazage peuvent être subdivisées en deux groupes.

La première est la méthode de Pirelli modifiée [105], qui était à l'origine développée pour les huiles des câbles. Les décharges sont initiées sur la surface du liquide isolant, impliquant uniquement la vapeur produite par le liquide isolant. Cela était une étape importante vers la détermination de la tendance au gazage des huiles isolantes. Néanmoins, cette méthode n'a pas été universellement acceptée [106].

La deuxième méthode permettant de déterminer la stabilité au gazage des liquides isolants consiste à amorcer des décharges électriques directement dans un échantillon liquide dans une cellule de test pour simuler les défauts qui surviennent dans les équipements en service. Contrairement à la première méthode, cette méthode implique des concepts tels que la tendance de l'huile à absorber ou générer des gaz, qui représente une source de confusion pour les ingénieurs. Tant que le gazage des échantillons d'huile isolante neuve ou vieillie en service ne peut pas être mesuré avec précision, il est

pratiquement impossible d'identifier les variables qui pourraient avoir provoqué une concentration accrue des gaz de défaut. Une technique alternative aux tests existants a été approuvée en 1998 pour résoudre ce problème, sous la désignation ASTM D6180 [55].

Contrairement à l'ancienne méthode qui est exclusive aux huiles neuves, la nouvelle norme peut mesurer la quantité de gaz émis par tout type d'huile qu'elle soit neuve, vieillie en service, reconditionnée ou de régénérée [107].

- **PROCÉDURE EXPÉRIMENTALE**

La quantité de gaz émise sous l'impact d'une contrainte électrique par un échantillon d'huile neuve, dégradée, régénérée ou en service est mesurable avec précision en utilisant la méthode d'essai ASTM D6180.

Les dynamiques de gazage doivent être enregistrées toutes les heures durant le test. La figure 55 donne un aperçu du testeur de stabilité.

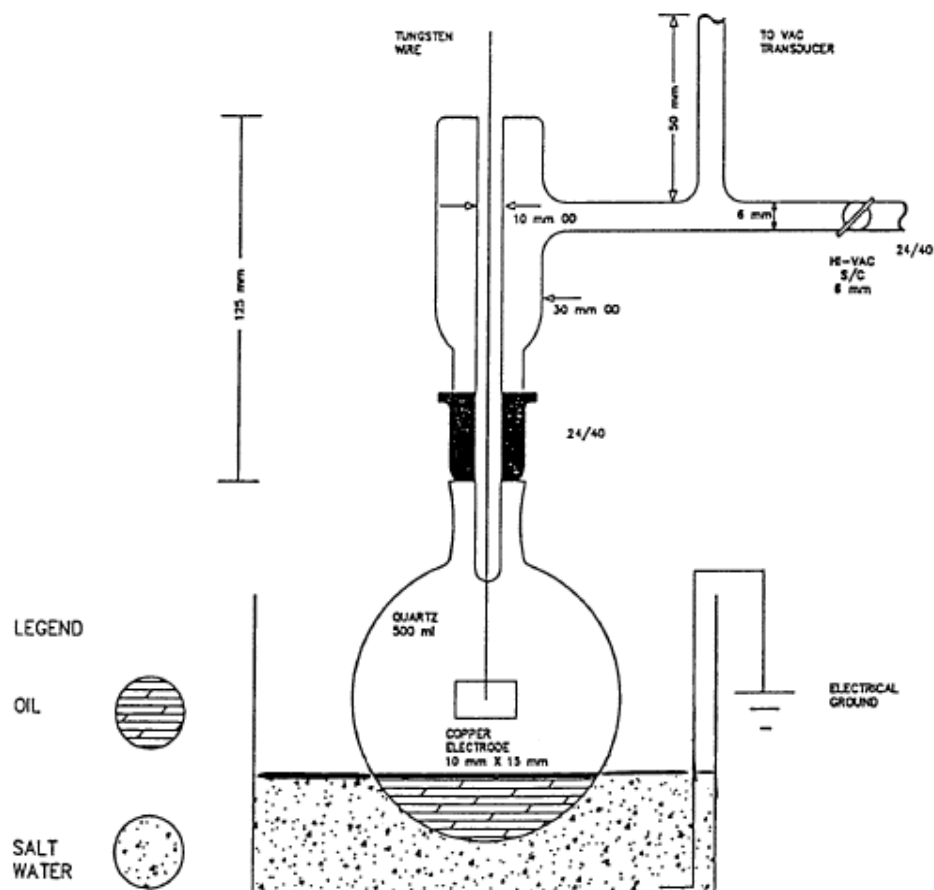


Figure 55 : Cellule de décharge selon ASTM D6180[56].

L'électrode est scellée dans la cellule tel qu'indiqué dans la figure 55. Les électrons libres sont générés par une électrode cylindrique en cuivre de 15 mm (0.6 po) de diamètre et 10 mm (0.4 po.) de longueur, qui est placée au centre de la cellule de décharge. Des échantillons d'huile sont soumis à une contrainte électrique selon la norme ASTM D6180. Avant d'appliquer la tension, la cellule de décharge est soumise au vide à environ 1 Torr (133 Pa). L'augmentation de pression à l'intérieur de la cellule indique la quantité de gaz généré en raison de la décomposition primaire des molécules instables. La détermination du facteur de dissipation diélectrique (DDF) à la fréquence industrielle sous 100°C [50], la quantité relative de produits de dégradation dissous (DDP) [48] et la turbidité [49] de l'échantillon d'huile avant et après le test de stabilité, évalue l'impact de réactions

chimiques aléatoires secondaires entre les gros radicaux libres produits dans l'huile. La quantité relative de produit dissous (DDP) dans un échantillon de fluide est numériquement caractérisée à partir des courbes d'absorbance [48].

L'augmentation de la pression à l'intérieur de la cellule de décharge indique la quantité de gaz générés en raison de la décomposition primaire des molécules instables. L'augmentation de la turbidité, mesurée par la méthode ASTM D6181 [49], prouve la formation de suspensions colloïdales.

Actuellement, ces effets secondaires très importants du gazage ne sont pas pris en compte. Les spécifications dans les normes ne demandent qu'un examen visuel de transparence des huiles neuves. Le guide d'acceptation et d'entretien des équipements contenant de l'huile isolante IEEE C57.106 [108] recommande la même procédure analytique subjective pour toutes les tensions. Sans mesurer avec précision la quantité de gaz, les porteurs de charge et les suspensions colloïdales qui surviennent dans des échantillons d'huile soumis à une contrainte électrique, la stabilité du liquide isolant ne peut pas être déterminée avec certitude.

• DISCUSSION DES RÉSULTATS

L'huile isolante en service subit des changements physiques, chimiques et électriques à cause du vieillissement et de la contamination. La quantité croissante d'impuretés comme les acides, l'humidité, la boue et les molécules polaires, sont responsables de la détérioration rapide de l'huile et affecte la durée de vie active du transformateur. Dans les investigations suivantes, ces impuretés sont éliminées par traitement chimique en utilisant des techniques de récupération à base de terre de foulon.

Les échantillons d'huile étudiés ont été pris d'un transformateur en service d'une compagnie canadienne. Pour évaluer le rôle joué par les produits de dégradation solubles et les suspensions colloïdales, les tests ont été également appliqués sur des échantillons régénérés.

Les balayages en fréquence du facteur des pertes des deux échantillons vieilles en service et dégazés sont donnés dans les figures 56 et 57.

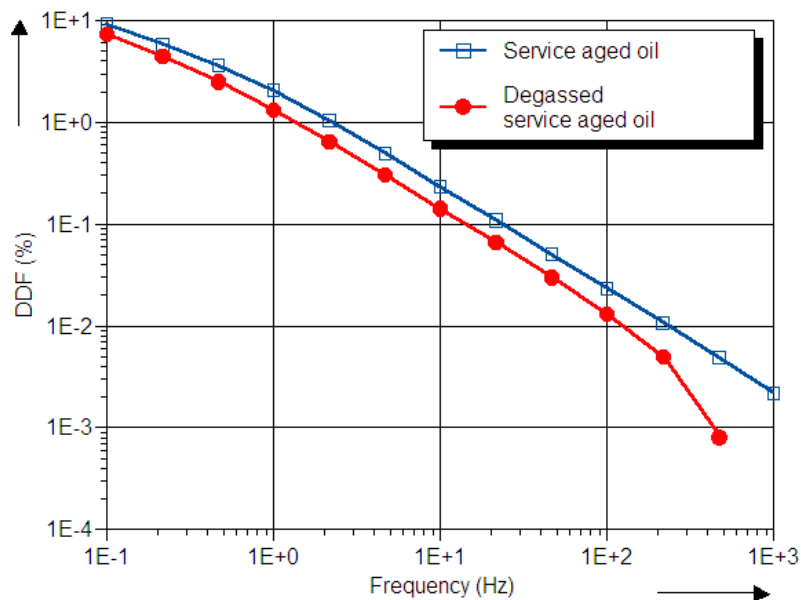


Figure 56 : Facteur de dissipation diélectrique en fonction de la fréquence d'une huile provenant d'un transformateur avant et après dégazage.

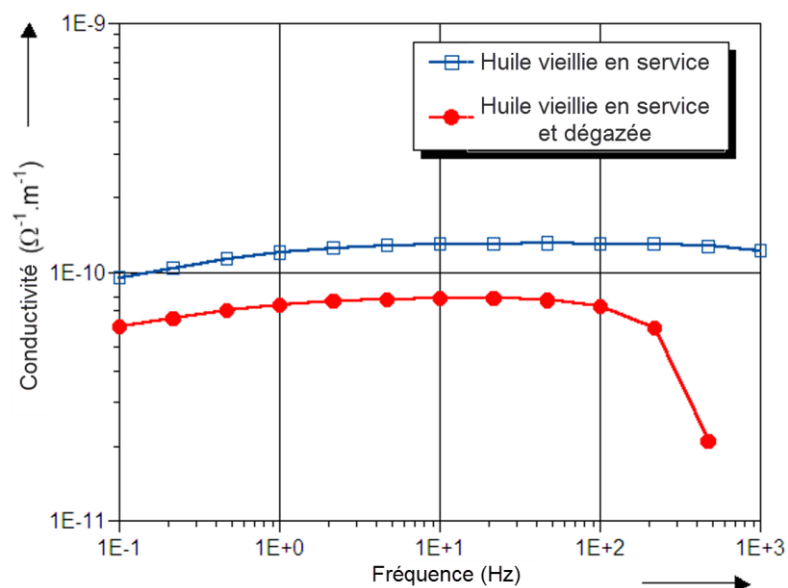


Figure 57 : Conductivité électrique en fonction de la fréquence d'une huile provenant d'un transformateur avant et après dégazage.

Les fondements théoriques indiquant que l'accumulation de molécules de gaz ionisé (radicaux libres qui captent un électron libre et deviennent des porteurs de charges) augmente le facteur de dissipation ou la conductivité de l'huile sont confirmées.

Les propriétés de l'huile vieillie en service et des échantillons régénérés (par terre de foulon) ont été déterminées avant les tests de stabilité.

Les échantillons d'huile ont été soumis à une contrainte électrique selon la norme ASTM D6180. L'évolution de la pression due au gazage d'huile a été suivie sur l'écran d'un ordinateur lors de l'essai; elle est illustrée sur la figure 58.

Le diagramme montre les résultats avant et après le processus de régénération de l'huile vieillie en service. L'élimination des produits de dégradation dissous ou en suspension n'était pas complète.

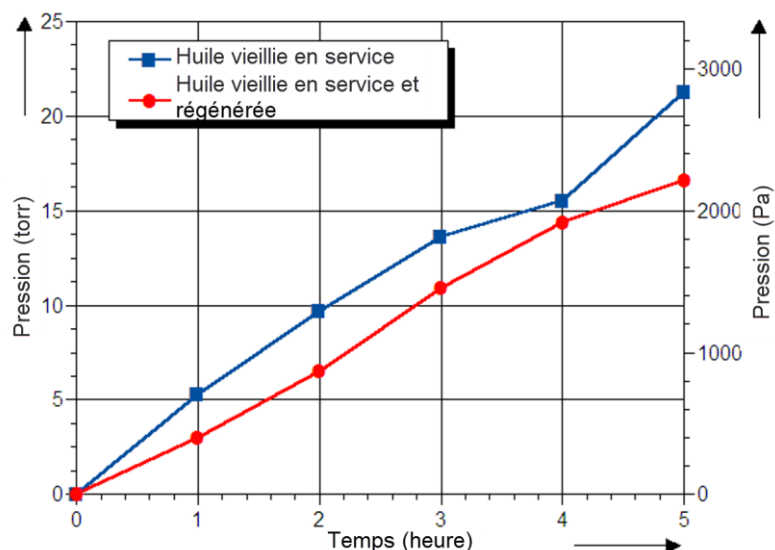


Figure 58 : Gazage des échantillons d'huile.

L'augmentation de pression à l'intérieur de la cellule de décharge indique la quantité de gaz générée en raison de la décomposition primaire des molécules instables. À partir des figures 56 et 57, on peut également constater que la quantité de gaz produits par l'huile provenant du transformateur en service est plus élevée que celle générée par l'huile régénérée par terre de foulon.

Les résultats d'évaluation des produits de dégradation dissous (DDP) avant et après les tests sont résumés sur la figure 59. La teneur en eau, le facteur de dissipation diélectrique (DDF), le DDP et la turbidité de l'huile avant le test de stabilité sont résumés dans le tableau 14. En comparant ces résultats avec ceux obtenus après le test (tableau 15) on peut estimer l'impact des réactions chimiques secondaires entre les gros radicaux libres produits. Il faut également mentionner que des gaz générés par l'huile surviennent aussi bien des petits radicaux libres. La diminution des DDP prouve qu'une certaine quantité de produits de dégradation est décomposée, sous les réactions chimiques aléatoires produisant de grosses molécules insolubles.

L'augmentation de la turbidité, mesurée par la méthode d'essai ASTM D6181, prouve la formation de suspensions colloïdales [49]. Actuellement, ces effets secondaires très importants de gazage ne sont pas pris en compte. Sans savoir combien de gaz, de

porteurs de charge et de suspensions colloïdales qui apparaissent (se forment) dans des échantillons d'huile soumis à une contrainte électrique, la stabilité de l'isolation liquide ne peut pas être déterminée avec certitude.

En outre, les hypothèses théoriques qui supposent que la génération des radicaux libres par le gazage conduira inévitablement à la formation de suspensions colloïdales, sont confirmées expérimentalement dans des conditions de laboratoire.

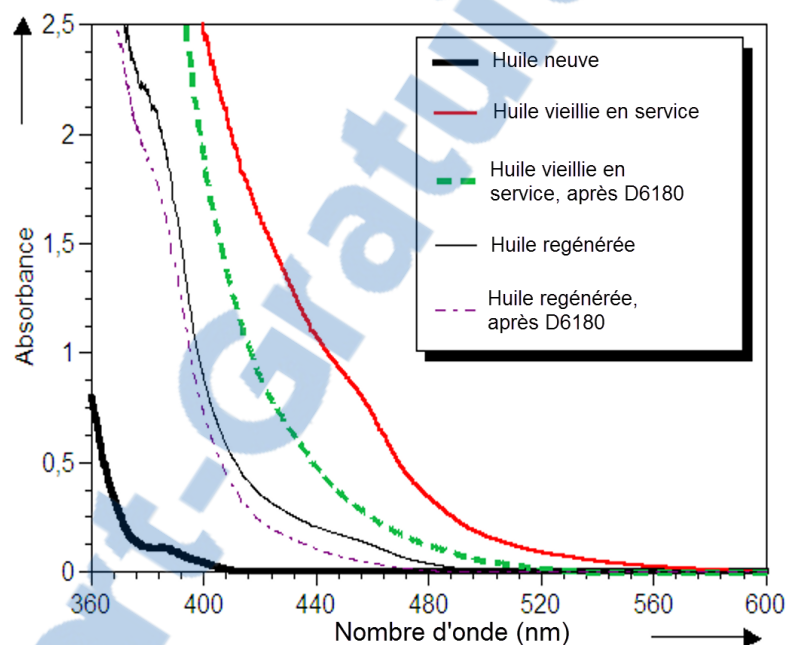


Figure 59. Absorbance des échantillons d'huile avant et après les tests de stabilité D6180.

Tableau 14. Absorbance des échantillons d'huile avant le test de stabilité D6180.

	Huile neuve	Huile d'un transfo en service	Huile régénérée
Teneur en eau (ppm)	25	19,8	16,8
DDF @50Hz, 100°C (%)	-	2,88	0,15
DDP - D 6802 (aire)	8,53	205	102,48
Turbidité D 6181 (NTU)	0,44	1,92	1

Tableau 15. Évaluation des échantillons d'huile après le test de stabilité D6180.

	Huile d'un transfo en service	Huile régénérée
Teneur en eau (ppm)	6,9	3,7
DDF @50Hz, 100°C (%)	3,61	1,56
DDP - D 6802 (area)	150,6	87,03
Turbidité D 6181 (NTU)	3,61	1,77

4.4 CONCLUSION

Le gazage dans les transformateurs est un phénomène complexe qui rend l'interprétation parfois difficile même aux experts. L'objectif des expériences et discussion dans ce chapitre était d'analyser quelques aspects du gazage et ses effets secondaires qui ne sont pas tenus en compte par l'ADG. Les résultats les plus importants sont :

- La quantité de gaz produit par l'huile provenant du transformateur en service est plus élevée que celle générée par l'huile régénérée par terre de foulon.
- Les hypothèses théoriques qui supposent que la génération des radicaux libres par le gazage conduira à la formation de suspensions colloïdales, sont confirmées expérimentalement dans des conditions de laboratoire.
- Nos résultats fournissent la preuve expérimentale que la composition chimique du mélange d'hydrocarbures et les produits de dégradation de l'huile sont aussi des facteurs qui contribuent au gazage de l'huile.

CHAPITRE 5

CONTRÔLE NON DESTRUCTIF DES ISOLATIONS ÉLECTRIQUES PAR SPECTROSCOPIE DIÉLECTRIQUE DURANT LA FABRICATION D'UNE TRAVERSÉE

Ce chapitre expose l'applicabilité de trois techniques de spectroscopie diélectrique pour la surveillance des systèmes d'isolation. La première technique présentée concerne l'utilisation de la spectroscopie diélectrique durant la fabrication des traversées. La deuxième technique étudiée est l'utilisation de la spectrophotométrie dans le visible pour l'évaluation de l'état de l'isolation liquide. Les traversées sont des composants clés d'un grand nombre d'équipements de puissance tels que les disjoncteurs, les réactances, les condensateurs, etc. Elles permettent à la tension de traverser la cuve métallique des appareils tout en l'isolant de cette dernière. Les deux types de bornes de traversée les plus utilisés dans les transformateurs en tant qu'entrées principales sont les bornes de traversée en porcelaine pour les transformateurs de faible tension et les bornes immergées en papier imprégné d'huile pour les transformateurs de tension plus élevée.

La détérioration et la dégradation de ces traversées mènent fréquemment à leur explosion et donc à la défaillance du transformateur. Dans certains cas, l'explosion des traversées peut également endommager les équipements de puissance adjacents, voire provoquer des interruptions de courant et par conséquent des pertes financières colossales. La surveillance et le diagnostic précis de cet important accessoire, durant le processus de fabrication et en cours de service, sont donc fondamentaux.

Jusqu'à présent, l'entretien et les essais de qualification les plus souvent utilisés pour vérifier l'état des traversées sont l'inspection visuelle et les mesures du facteur de puissance et de la capacité à fréquence industrielle [109]. La demande croissante d'outils appropriés

non destructifs et sûrs a conduit au développement de nouveaux outils de diagnostic basés sur le changement des propriétés diélectriques de l'isolation [6][68][69][110][111]. Les techniques de spectroscopie diélectriques sont de nouvelles méthodes, simples et directes, basées sur les phénomènes linéaires de polarisation, qui permettent de diagnostiquer.

Dans cette section, des techniques de spectroscopie diélectrique dans les domaines temporel et fréquentiel sont utilisées pour réaliser des tests de contrôle de qualité pendant le processus de fabrication des traversées en papier imprégné d'huile. Pour ce faire, un modèle de borne a été conçu en laboratoire et sur lequel les techniques de diagnostic ont été appliquées tout au long du processus de fabrication. Ce dernier comporte trois étapes: la construction, le séchage et l'imprégnation. Des courts-circuits entre certaines couches des condensateurs constituant l'isolation de la traversée ont été également simulés.

5.1 MESURE DE LA TENSION DE RECOUVREMENT

La mesure de la polarisation interfaciale par la technique de Mesure de la Tension de Recouvrement est utilisée pour l'évaluation sur-site d'un système d'isolation complet depuis quelques années [70], [112]. Les processus de fabrication ainsi que les équations qui les régissent sont décrits en détail dans la littérature [70], [113].

Cette technique de diagnostic hors-ligne et non destructive, consiste en l'application d'une tension continue V_0 aux bornes des électrodes d'un objet d'essai complètement déchargé. Sous l'effet du champ électrique, les molécules se polarisent et s'orientent dans la direction de celui-ci. Un court-circuit est ensuite appliqué pendant une courte période pour éliminer l'effet capacitive entraînant une dépolarisation partielle des molécules. En ouvrant le court-circuit, une tension due aux charges résiduelles apparaît aux bornes de l'isolation. Cette tension est appelée tension de retour/recouvrement $V_R(t)$ (figure 60) [70]. Cette séquence de tension de recouvrement est répétée pour des temps de charge allant de 0,1 s à 2000 s. Le rapport entre le temps de charge et de décharge (T_c/T_d) est égal à 2.

Le spectre de polarisation est obtenu en traçant la valeur maximale de la tension de recouvrement (V_{max}) en fonction du temps de charge. Le temps de charge, déduit du

maximum global de la courbe de spectre de tension, est appelé constante principale (dominante) de temps T_{cdom} [114].

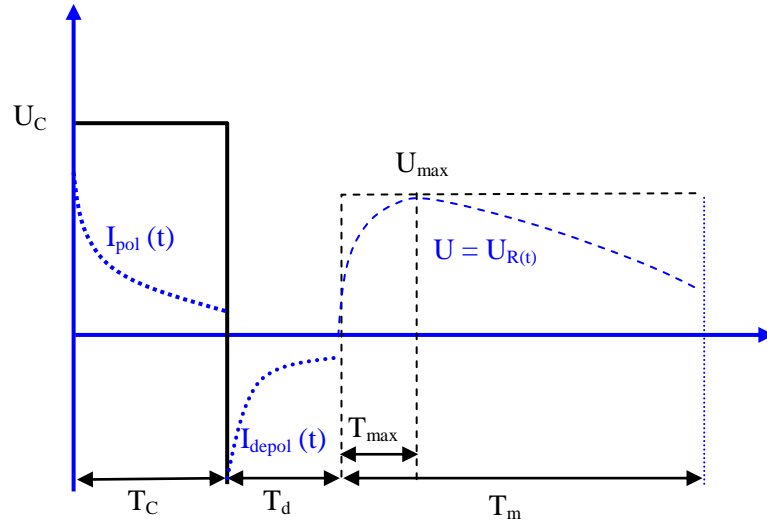


Figure 60 : Cycle de mesure de la tension de recouvrement.

5.2 LA SPECTROSCOPIE DANS LE DOMAINE FRÉQUENTIELLE

Une méthode alternative à l'étude de la polarisation dans le domaine temporel est celle qui consiste à étudier la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel, ce qui est possible en appliquant une tension sinusoïdale $U(\omega)$. L'application de la transformée de Fourier au courant de polarisation donne [114] :

$$\hat{I}(\omega) = j\omega C_0 \left[\varepsilon_\infty + \chi'(\omega) - j \left(\frac{\sigma_0}{\varepsilon_0 \omega} + \chi''(\omega) \right) \right] \hat{U}(\omega) \quad (1)$$

où $\chi(\omega) = \chi'(\omega) - j\chi''(\omega)$ est la transformée de Fourier de la fonction de réponse diélectrique $f(t)$; $\chi(\omega)$ est appelée susceptibilité diélectrique complexe. Sachant que la permittivité complexe $\varepsilon(\omega) = \varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega)$ ($\varepsilon'(\omega)$ et $\varepsilon''(\omega)$ sont respectivement les composantes réelle et imaginaire de la permittivité complexe $\varepsilon(\omega)$), ε_c est la permittivité en continue et ε_∞ est la permittivité en haute fréquence, $\tan \delta$ dans le domaine fréquentiel peut s'écrire sous la forme [5]:

$$\tan\delta(\omega) = \frac{\varepsilon''(\omega)}{\varepsilon'(\omega)} = \frac{\frac{\sigma_o}{\varepsilon_o\omega} + \chi''(\omega)}{\varepsilon_\infty + \chi'(\omega)} \quad (2)$$

La méthode de la spectroscopie dans le domaine fréquentiel a été implémentée dans l'analyseur d'isolation "IDA 200". Cet instrument permet le balayage en fréquence, de la capacité, du facteur de puissance, des constantes diélectriques et des pertes diélectriques dans une gamme de fréquences allant de 0,1 mHz à de 1 kHz.

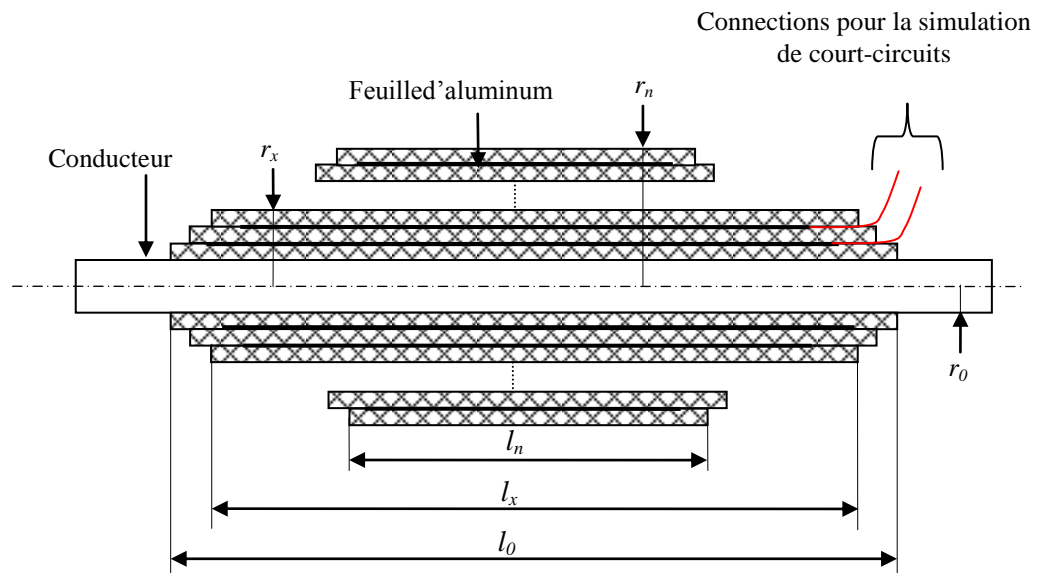


Figure 61 : Vue détaillée sur les éléments de construction d'une borne de traversée capacitive typique de 69 kV et plus.

5.3 CONCEPTION DE LA BORNE DE TRAVERSÉE CAPACITIVE

La borne de traversée capacitive développée dans les années 1920 semble être une des bornes les plus utilisées en haute tension [115]. Elle est constituée de feuilles de papier cellulosique et d'aluminium concentriques enroulés sur le conducteur de haute tension; l'isolation est ensuite imprégnée d'huile. Cette conception permet d'offrir une meilleure distribution du champ électrique sur l'isolation.

Deux bornes de traversée capacitives ont été conçues en laboratoire pour évaluer l'applicabilité de ces techniques au suivi du processus de fabrication. La borne a été construite en enveloppant un conducteur avec du papier cellulose et du film d'aluminium pour obtenir des couches de capacité en série (figure 61).

Le papier de cellulose utilisé dans les bornes de traversée conçues au laboratoire ISOLIME est un papier Diamond Pattern Paper (DPP), construit par Weidmann dont l'épaisseur $d_{\text{couche}} = 0,125\text{mm}$ et la tension disruptive $V_{B, \text{couche}} = 8,5 \text{ kV}$.

Les équations utilisées pour dimensionner les bornes de traversées sont récapitulées ci-après. Pour une borne de traversée capacitive, le niveau de tension de fonctionnement V est donné par le rapport suivant [116]:

$$\frac{V}{2r_0 E} = \frac{\alpha \ln \alpha}{\alpha + 1} \quad (3)$$

où r_0 est le rayon du conducteur haute tension et α une constante égale à 3,59. E représente la rigidité diélectrique du papier ; il est donné par la relation:

$$E = \frac{V_{B, \text{layer}}}{d_{\text{layer}}} = \frac{8,5}{0,125} = 68 \text{ kV/mm} \quad (4)$$

Pour un courant $I = 600 \text{ A}$ et une densité de courant $J = 2 \text{ A/mm}^2$, la section S d'un conducteur de rayon r sera égale à:

$$S = r_0^2 \pi = \frac{I}{J} = \frac{600}{2} = 300 \text{ mm}^2 \quad (5)$$

$$\text{d'où : } r_0 = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = 9,77 \text{ mm} \quad (6)$$

Une valeur de $r_0 = 10 \text{ mm}$ a été donc choisie. L'épaisseur totale de l'isolation à envelopper sur le conducteur est calculée comme suit :

$$r_n - r_0 = \frac{V}{E} = \frac{20}{68} = 0,294 \text{ mm} \quad (7)$$

Avec r_n le rayon extérieur de la traversée comme montré sur la figure 61.

L'isolation devrait être faite de 3 couches. En utilisant un coefficient de sécurité de 6, le nombre de couches sera égal à 18. Pour une géométrie cylindrique, le champ électrique maximum peut être calculé par la relation suivante:

$$E_m = \frac{U_x}{r_x \ln \frac{r_x}{r_{x-1}}} (V/m) \quad (8)$$

Sachant que $Q_x = C_x U_x$, la capacité C_x d'un élément cylindrique x ayant une longueur l_x est donnée par la relation suivante:

$$C_x = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{2\pi l_x}{\ln \frac{r_x}{r_{x-1}}} \quad (9)$$

Des équations (8) et (9), il vient :

$$E_m = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{Q_x}{2\pi l_x r_{x-1}} \frac{1}{r_x} \quad (10)$$

Où $\varepsilon_0 = 8,852 \cdot 10^{-12} \text{ As/Vm}$ est la permittivité du vide. Sachant que la permittivité relative ε_r et la charge Q_x sont constantes, la condition pour obtenir un champ électrique maximum constant est $r_{x-1} l_x = \text{const}$.

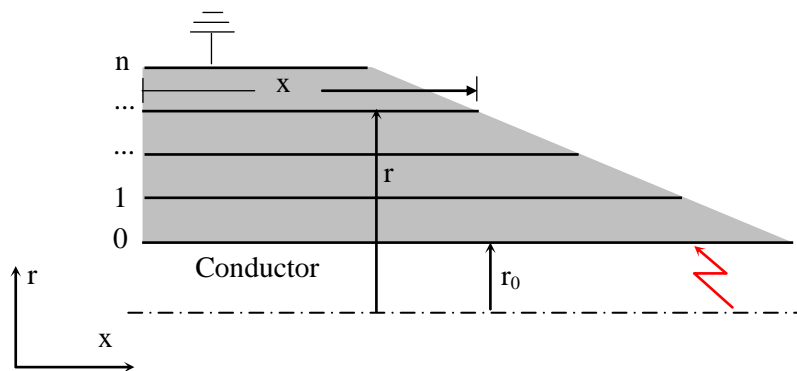


Figure 62 : Coupe du système d'isolation d'une borne de traversée.

La borne de traversée a été mise dans un cylindre étanche en Plexiglas. Une vue d'ensemble de la borne de traversée construite est présentée à la figure 63.

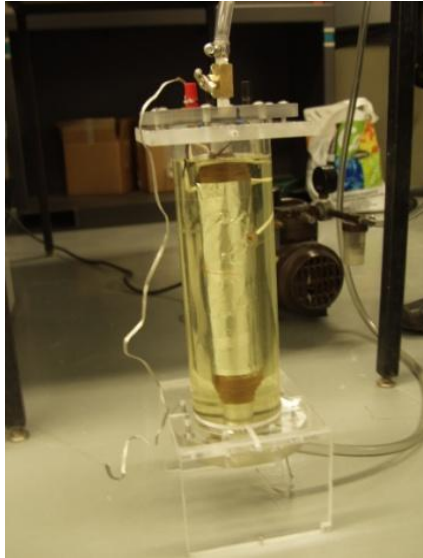


Figure 63 : Aperçu de la borne de traversée capacitive avec papier imprégné d'huile.

5.4 INVESTIGATIONS EXPÉRIMENTALES

Dans ces investigations, l'analyse de la réponse diélectrique dans le domaine temporel a été effectuée en utilisant l'appareil de mesure de la tension de recouvrement (Tettex Instrument, "*AutomaticRecovery Voltage Meter RVM, Type 5462*"). L'IDA200 (*Insulation Diagnostic Analyzer* de Programma Electric) a été utilisé pour l'analyse de la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel. Les résultats de mesure par le RVM et IDA sont connus pour être influencés par l'état de vieillissement de l'isolation, la géométrie, la teneur en eau ainsi que par les conditions environnementales telle que la température de fonctionnement [6], [68], [69], [114], [117]. Comme le vieillissement ne fait pas partie de ces investigations et que les mesures ont toutes été effectuées à la température ambiante, les seuls facteurs liés au phénomène de polarisation sont le vide dans le papier, l'humidité et les défauts de court-circuit entre les différentes couches du système d'isolation de la borne. Ainsi, l'analyse de la réponse diélectrique ne peut fournir des informations plus précises que lorsqu'elle est utilisée pour la surveillance des appareils (accessoires) en service.

L'IDA200 a été utilisé pour le balayage en fréquence des propriétés de l'isolation dans une large gamme de fréquences allant de 1 mHz à 1 kHz. L'effet de l'humidité est

plus visible aux basses fréquences alors que l'effet du vieillissement est plus remarquable en hautes fréquences d'après [114].

Comme les mesures à très basses fréquences sont extrêmement longues, nous n'avons considéré dans cette étude qu'un balayage entre 1 mHz et 1 kHz. En effet, il faut plus de 3 heures pour obtenir une simple valeur de la mesure des propriétés d'isolation à une fréquence de 0,1 mHz.

Dans le présent travail, la réponse diélectrique a été relevée pour examiner le changement des conditions de l'isolation de la borne de traversée après chacune des trois étapes de fabrication, qui sont :

1. juste après la construction de la borne,
2. après le séchage de l'isolation et
3. après le processus d'imprégnation.

De plus, un court-circuit entre certaines des couches de l'isolation a été simulé et des mesures ont été effectuées.

La teneur en eau du papier cellulose du fabricant, mesurée au moyen d'un Coulomètre Karl Fischer était de 6%. L'ensemble de l'isolation a été soigneusement traité sous haute température et sous vide (<1 mbar, 48 heures à 105 °C) pour éliminer l'humidité et l'air, avant l'imprégnation. Cette procédure a permis de réduire la teneur en eau dans le papier à 0,3%. Pour étudier l'influence de la teneur en eau initiale, l'une des bornes de traversée a été imprégnée avec une huile dont la teneur en eau était de 15 ppm et l'autre avec une teneur en eau de 22 ppm.

• **RÉSULTATS DE LA SPECTROSCOPIE DANS LE DOMAINE FRÉQUENTIELLE**

La qualité d'un matériau en tant qu'isolant peut être contrôlée à travers la conductivité (ou la résistivité). Le comportement résistif de l'isolation de la borne est représenté à la figure 64. Comme l'humidité est un facteur de polarisation, la valeur de la conductivité est nettement réduite quand le papier isolant est séché. Par conséquent, le balayage en fréquence de la conductivité (résistivité) peut être utilisé pour le suivi de la

fabrication des bornes de traversée. La conductivité du papier isolant imprégné d'huile peut également être écrite en termes de conductivité du papier et de l'huile (σ_p et σ_{oil} respectivement) par [117]:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_p \cdot \sigma_{oil}}{\sigma_p(1-X) + \sigma_{oil}X} \quad (12)$$

Où :

X est la proportion relative de papier dans le mélange diélectrique.

Il ressort de cette relation que pour la même teneur en eau, la conductivité du papier non imprégné est inférieure à celle du système papier-huile. À cause de la présence d'humidité, la conductivité est clairement plus élevée dans la première étape.

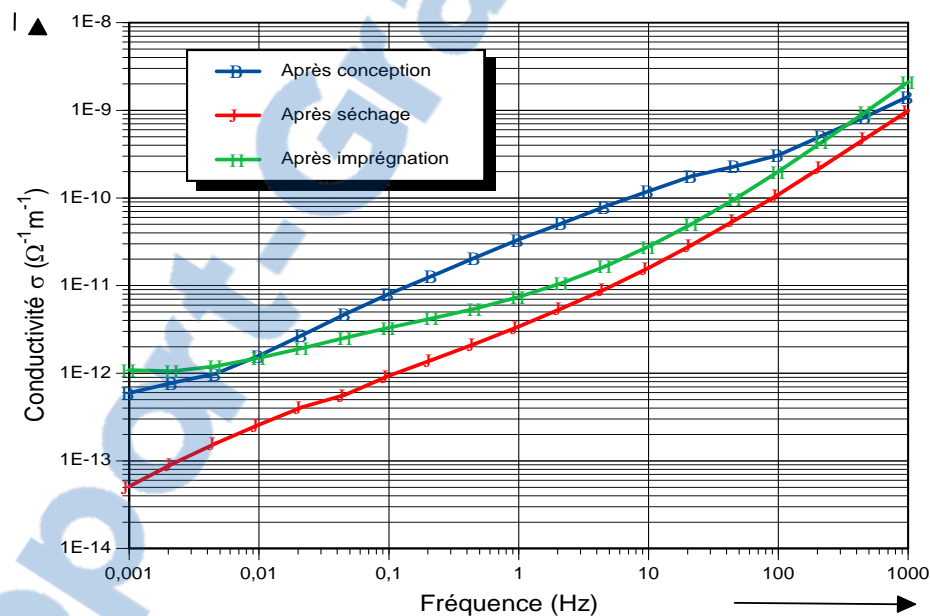


Figure 64 : La conductivité en fonction de la fréquence pour les trois étapes de fabrication.

Le facteur de puissance (PF) et le facteur de dissipation diélectrique (DDF) sont deux paramètres spécifiques caractéristiques de l'état des bornes de traversée [109]. La figure 65 montre les résultats de mesure de PF après chacune des trois étapes de fabrication.

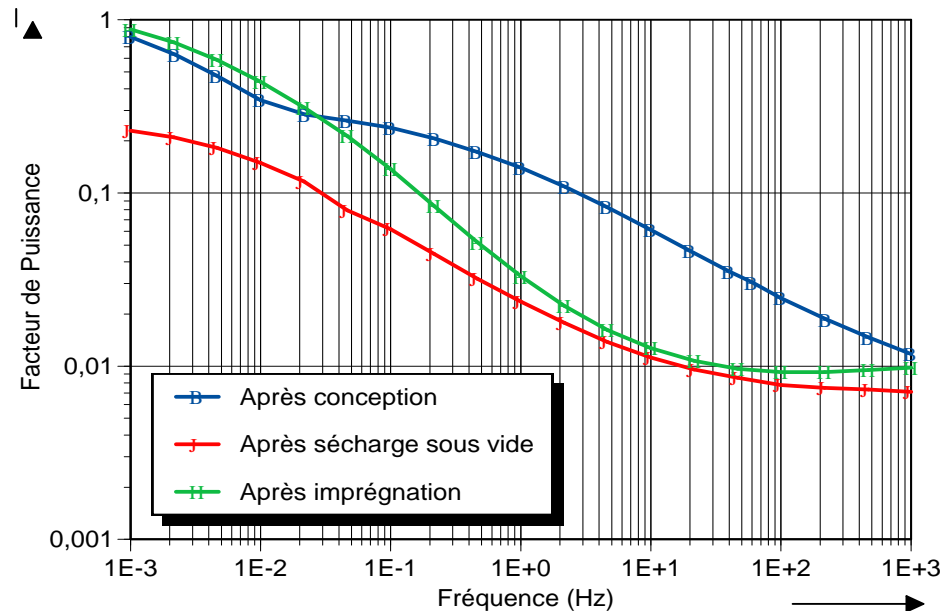


Figure 65 :Variation du facteur de puissance en fonction de la fréquence pour les trois étapes de fabrication. La teneur en eau de l'huile utilisée pour l'imprégnation est de 15 ppm.

Le facteur de dissipation diélectrique dans le domaine fréquentiel est défini comme étant le rapport des deux composantes imaginaire ($\varepsilon''(\omega)$) et réelle ($\varepsilon'(\omega)$) de la permittivité complexe ($\varepsilon(\omega) = \varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega)$) [6–10] :

$$\tan\delta(\omega) = \frac{\varepsilon''(\omega)}{\varepsilon'(\omega)} \quad (13)$$

En-dessous de 10^{-2} Hz, les résultats obtenus correspondent aux tendances escomptées. Il apparaît clairement qu'après le séchage et l'imprégnation, le facteur de puissance est plus faible que celui mesuré à la première étape (construction). Après imprégnation, le facteur de puissance est pratiquement égal à celui obtenu après l'étape de séchage en haute fréquence; cependant il augmente aux basses fréquences. Cette augmentation peut être attribuée à l'huile commerciale qui n'était ni séchée ni dégazée (teneur en eau de 15 ppm). Les balayages fréquentiels du facteur de dissipation diélectrique (DDF) et de la capacité C sont respectivement représentés sur les figures 66 et 67.

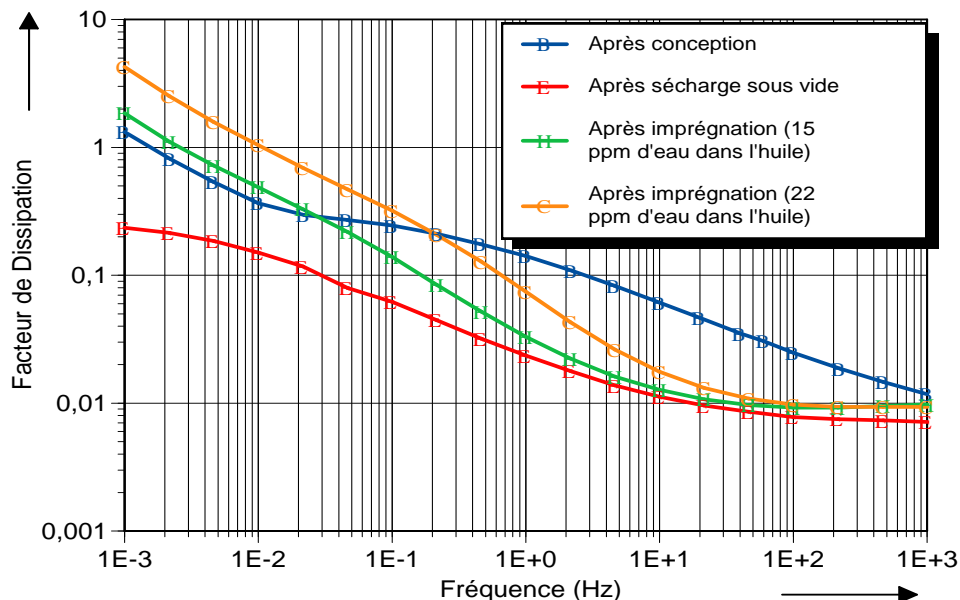


Figure 66 :Variation du facteur de dissipation diélectrique (DDF) en fonction de la fréquence mesuré pour les trois étapes de fabrication.

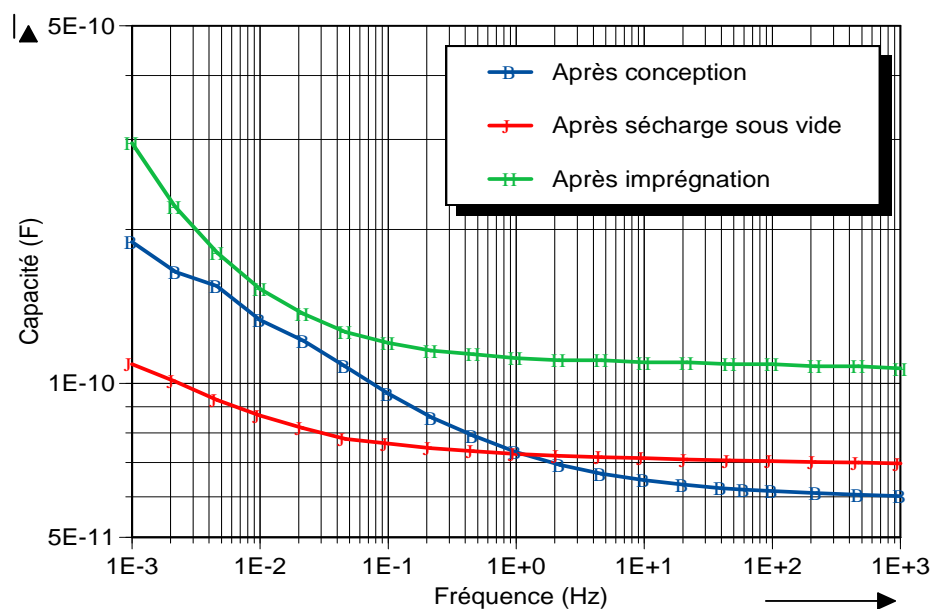


Figure 67 :Capacité mesurée en fonction de la fréquence pour les trois étapes de fabrication.

Les formes des balayages fréquentiels du facteur de dissipation diélectrique sont très proches de celles obtenues pour le facteur de puissance. Bien que ces valeurs soient très proches à fréquence industrielle après les processus de séchage et d'imprégnation, les

valeurs du facteur de dissipation diélectrique et de la capacité ont augmenté sous l'effet de l'humidité présente dans l'isolation aux basses fréquences. En dessous de 1 Hz, les valeurs de la capacité augmentent avec la diminution de la fréquence. Les mesures aux basses fréquences semblent être très utiles pour une surveillance précise de la qualité de l'isolation surtout après imprégnation. Ceci est en accord avec les résultats rapportés par Supatra [111]. La limite supérieure du facteur de puissance pour les bornes de traversées capacitatives, aux fréquences industrielles selon les normes IEEE, est égale à 0,5% [115]. Les valeurs élevées obtenues sont exclusivement dues à la présence de l'humidité dans le papier.

Les rapports entre les capacités, comme défini dans la partie caractérisation du vieillissement de l'huile et du carton isolants par techniques de diagnostic modernes dans le chapitre précédent, peuvent être obtenus directement du balayage en fréquence de la capacité. Plus le rapport de capacité (CR) est faible, plus l'isolation est meilleure. Le tableau 15 récapitule le CR calculé à partir des résultats présentés dans la figure 67.

Tableau 16 : CR calculé à partir des valeurs de la capacité.

	C à 60 Hz (10^{-11} F)	C à 1 mHz (10^{-11} F)	CR
1. Après conception	6,2	18,91	3,05
2. Après séchage et dégazage	7,07	10,91	1,54
3. Après imprégnation	10,9	29,45	2,70

Il ressort de ce tableau que le CR est plus élevé à la première étape. Ceci est dû à l'humidité présente dans le papier isolant. En effet, l'humidité affecte la constante diélectrique de la capacité équivalente du système d'isolation et par la même le CR. Ce rapport est ensuite réduit pratiquement de moitié après la phase de séchage, indiquant ainsi une assez bonne isolation. L'influence combinée de l'humidité et de la permittivité de l'huile est également notable, puisque le CR augmente après l'imprégnation du papier tout en restant inférieur à la valeur d'après construction.

L'existence de sections court-circuitées dans la borne de traversée est bien connue pour introduire une augmentation de la capacité totale. Pour vérifier la possibilité de détection des court-circuits dans les bornes de traversée, deux cas ont été simulés et comparés: une borne sans défauts puis la même borne avec deux couches court-circuitées à l'aide de deux accès au milieu de l'isolation. Les résultats de mesure sont représentés à la figure 68. Ils prouvent la possibilité : (1) de détecter des court circuits à l'aide des balayages en fréquence de la capacité; et (2) d'utiliser des techniques de FDS pour surveiller les bornes de traversée capacitatives remplies d'huile en service.

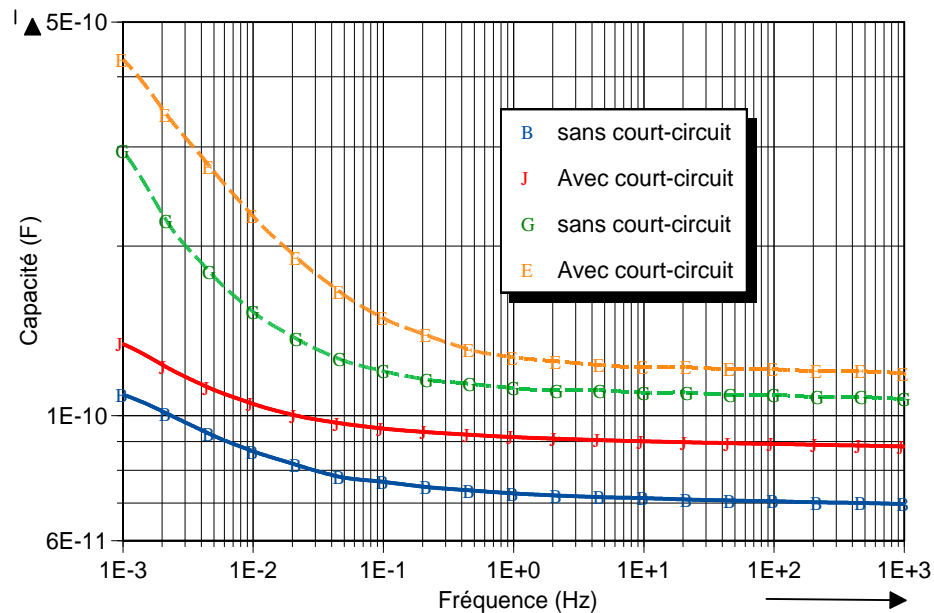


Figure 68 :Balayage en fréquence de la capacité pour une borne de traversée avec et sans court-circuit. La ligne continue représente l'étape après séchage alors que la ligne discontinue représente l'étape de l'imprégnation.

• RÉSULTATS DE MESURE DE LA TENSION DE RECOUVREMENT

Dans cette section, nous analysons la possibilité de pouvoir utiliser cette méthode pour surveiller le processus de fabrication des bornes de traversée capacitatives remplies d'huile.

Les tests avec le RVM ont été effectués sur les deux bornes de traversée imprégnées d'huile pour des teneurs en eau de 15 ppm et 22 ppm respectivement. Il est admis que cette

méthode de diagnostic est capable de refléter l'état de vieillissement du papier mais elle est également sensible à l'humidité [118]. Les mesures par RVM sont parfois compliquées et leur interprétation difficiles. Le «spectre de polarisation» et sa «constante de temps central» sont principalement l'image de la polarisation interfaciale. De même, l'humidité dans le papier influence ce spectre; cependant, elle ne peut être séparée de la conductivité de l'huile [19].

Comme le vieillissement n'est pas considéré dans ces investigations, n'importe quel changement de la forme et de la valeur des différents paramètres mesurés par le RVM doit être attribué à la présence de l'humidité et/ou aux interstices d'air ou cavités dans le papier ou dans l'huile isolante et/ou aux court-circuits.

Les spectres du maximum de la tension de recouvrement pour différentes conditions et étapes de fabrication sont présentés sur la figure 69. Ces résultats prouvent que nos essais sont conformes à la tendance théorique de la détérioration discutée dans les références [6], [119] et [112]. En effet, on s'attend généralement à avoir une constante de temps centrale de l'ordre de quelques centaines de secondes pour une isolation à faible teneur en eau.

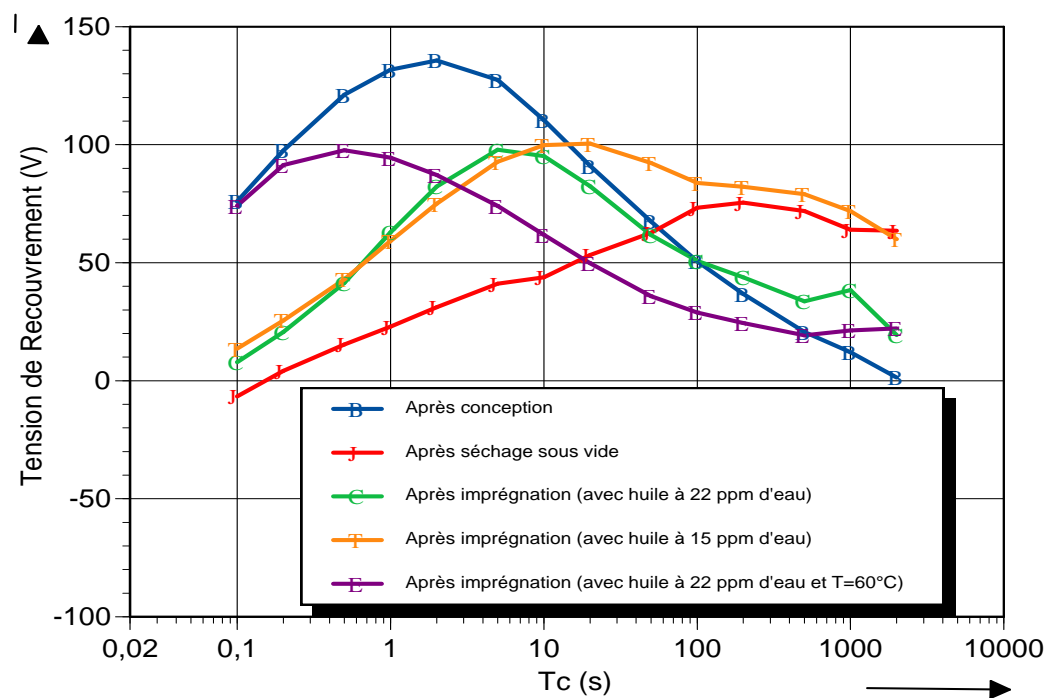


Figure 69 : Tension de recouvrement en fonction du temps pour les trois étapes de fabrication.

En dépit du fait que les conditions d'isolation, après imprégnation ont été supposées bonnes, l'humidité présente dans le papier et la conductivité de l'huile affectent les constantes de temps centrales et les décalent vers des valeurs plus basses (environs dix secondes).

Le tableau 17 donne un récapitulatif des résultats de RVM tiré de la figure 69 pour les différentes étapes de fabrication. La teneur en eau de l'isolation huile-papier semble avoir un impact sur les résultats de RVM. Le comportement du spectre reflète clairement le changement d'état (c'est à dire, différentes températures et teneurs en eau dans le diélectrique). Le maximum de la tension de recouvrement ($V_r \text{ max}$) de la borne de traversée avec la teneur en eau la plus élevée a une valeur plus grande et apparaît à un temps de charge plus bas. De plus, l'étape d'imprégnation peut être distinguée de l'étape de séchage. La position du temps de charge change en fonction de l'humidité et/ou de la température. D'autre part, au fur et à mesure que la teneur en eau ou la température augmentent, le temps de charge diminue indiquant ainsi un mauvais état de l'isolation.

Tableau 17 : Résultats des mesures par le RVM pour les différentes étapes de fabrication.

	$V_r \text{ max}$ (V)	T_{charge} (s)	S (V/s)	T_{pic} (s)
Après conception	135,7	2	124	1,5
Après séchage et dégazage	75,44	200	0,77	647,4
Après imprégnation (15 ppm 20°C)	100,5	20	20,3	14,7
Après imprégnation (22 ppm 20°C)	97,85	5	28,9	9,7
Après imprégnation (22 ppm 60°C)	97,59	0,5	585,6	0,6

Il ressort de nos observations que la teneur en eau a un impact très important sur les résultats du spectre RV. Aussi, l'influence de la température conduit à un déplacement significatif des pics du spectre RV. Le temps correspondant au pic principal du spectre se décale vers la droite avec la diminution de la teneur en eau ou de la température. D'autres

investigations avec une plus grande différence de teneur en eau et différentes températures permettront une meilleure interprétation.

L'analyse des résultats donnés dans le Tableau 17, montre que la pente S et le temps T_{pic} dépendent de l'état de l'isolation de la borne (humidité et température). Ces résultats suggèrent que la tension de recouvrement maximum, V_r maximum, et la pente S sont plus élevées juste après la conception. Ces valeurs sont réduites après le processus de séchage et augmentent après le processus d'imprégnation. Cette tendance est contraire à celle observée pour T_{pic} .

Les paramètres utilisés pour évaluer l'état de l'isolation par la méthode de la tension de recouvrement sont la pente initiale S (dU_r/dt) du spectre de la tension de recouvrement et T_{pic} en fonction du temps de charge T_c [112], [68], [120], [121], [122]. Pour une meilleure interprétation des résultats de mesure de RV, les valeurs du temps central et de la pente, correspondant à la tension de recouvrement maximum, doivent être analysées. Les résultats obtenus sont donnés en figures 70 et 73. La conductivité de l'isolation imprégnée (huile/papier) est affectée principalement par la teneur en eau; l'augmentation de la pente S indique une augmentation de la teneur en humidité de l'isolation.

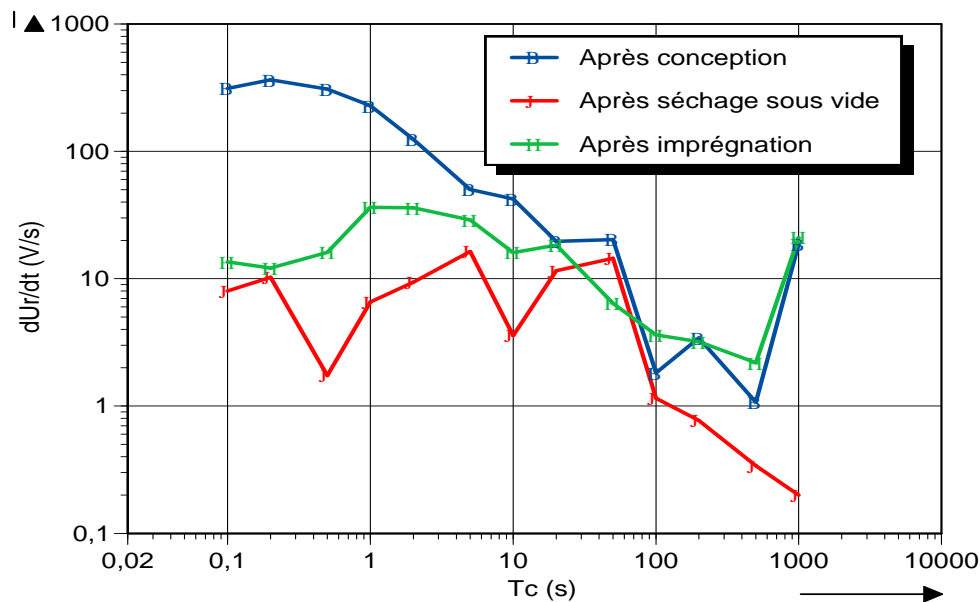


Figure 70 : Spectre de la pente S (dU_r/dt) pour les trois étapes de fabrication.

En général, T_{pic} diminue avec l'absorption de l'humidité [122]. On observe clairement cette tendance sur la figure 71, où l'on note une augmentation de T_{pic} après le processus de séchage sous vide. Après l'étape d'imprégnation avec une huile à 15 ppm, les valeurs de T_{pic} sont réduites. Quand bien même la pente S décroît (figure 70) et que le temps T_{pic} augmente (figure 71) avec le temps de charge, tel que prédit par la théorie [123], l'interprétation des données n'est pas évidente vu qu'aucune tendance spécifique ne s'en dégage.

Par conséquent, le spectre de la tension de recouvrement ou de T_{pic} serait le plus favorable pour évaluer l'état de l'isolation de la borne de traversée capacitive lors de sa construction.

Les spectres de RVM, la pente initiale S et la constante de temps central T_{pic} dépendent du niveau de puissance de l'équipement (pour différentes résistances et capacités géométriques) [122]. Comme le court-circuit élimine une section capacitive, on s'attend à ce qu'une partie des propriétés de polarisation soit influencée. Mais les résultats montrent un léger changement des courbes en particulier pour les deux premières étapes de fabrication. Les résultats d'essai de court-circuit sont récapitulés sur les figures 72 à 74. On remarque que le pic maximal de la tension de recouvrement, la constante du temps central et la pente initiale ont une certaine dépendance vis-à-vis de la capacité géométrique et de la résistance d'isolation. Le court-circuit entre deux couches montre un T_{pic} plus élevé, une plus faible tension de recouvrement, au moins en-dessous d'un temps de charge de 30 s. Le spectre de RVM semble être moins efficace pour détecter l'existence de court-circuit. Avec ces mesures limitées, il est difficile de déceler une quelconque tendance spécifique des paramètres mesurés quand deux couches de l'isolation sont court-circuitées.

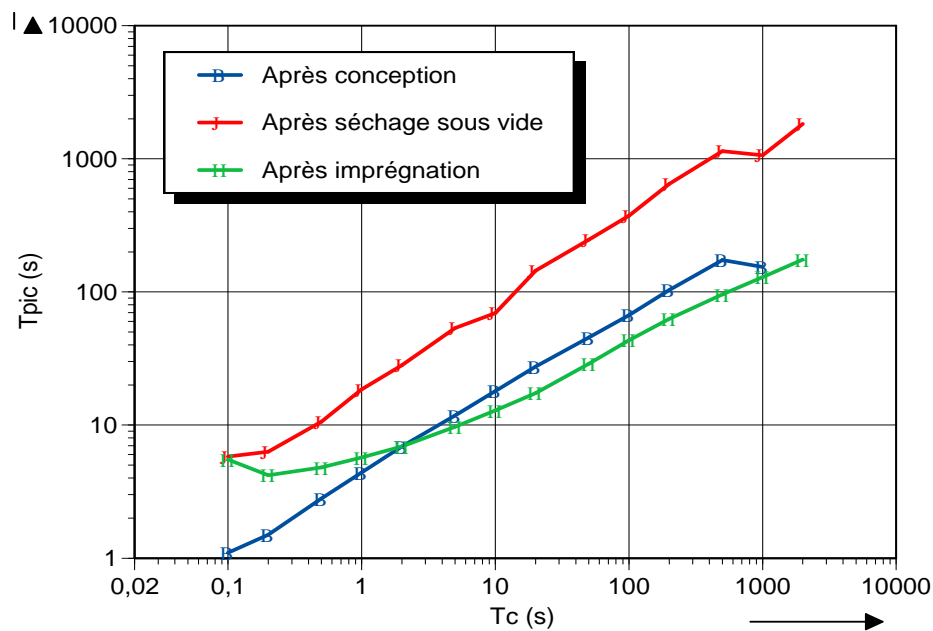


Figure 71 : Spectre de T_{pic} pour les trois étapes de fabrication.

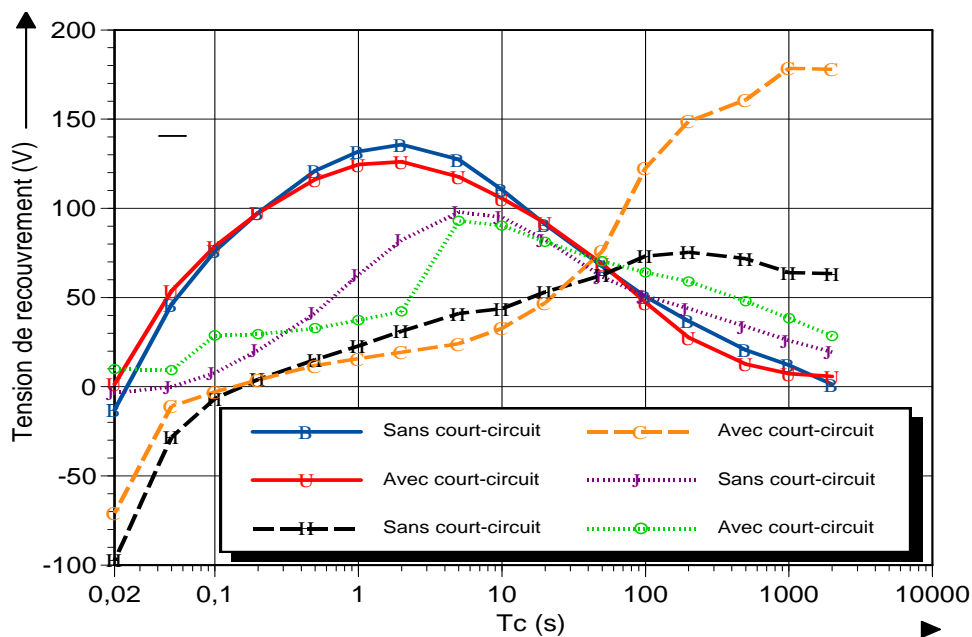


Figure 72 : RV max en fonction du temps de charge pour une borne de traversée sans défaut et une borne avec deux couches de condensateurs court-circuitées. La ligne continue représente l'étape après conception, la ligne discontinue représente l'étape de séchage et la ligne en pointillé représente l'imprégnation.

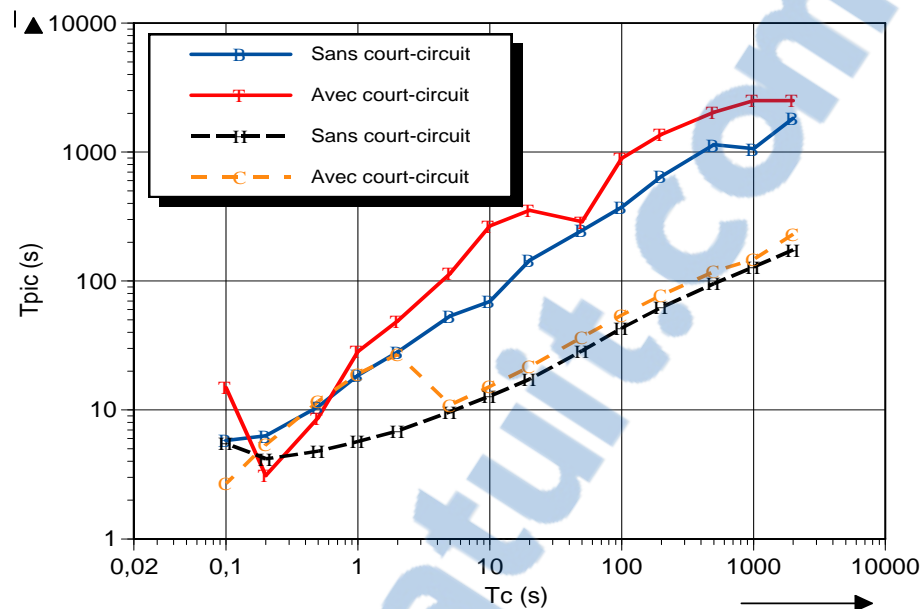


Figure 73 : Spectre de la constante de temps central en fonction du temps de charge pour une borne de traversée sans défaut et une borne avec deux couches de condensateurs court-circuitées. La ligne continue représente l'étape après séchage et la ligne en discontinue l'étape après l'imprégnation.

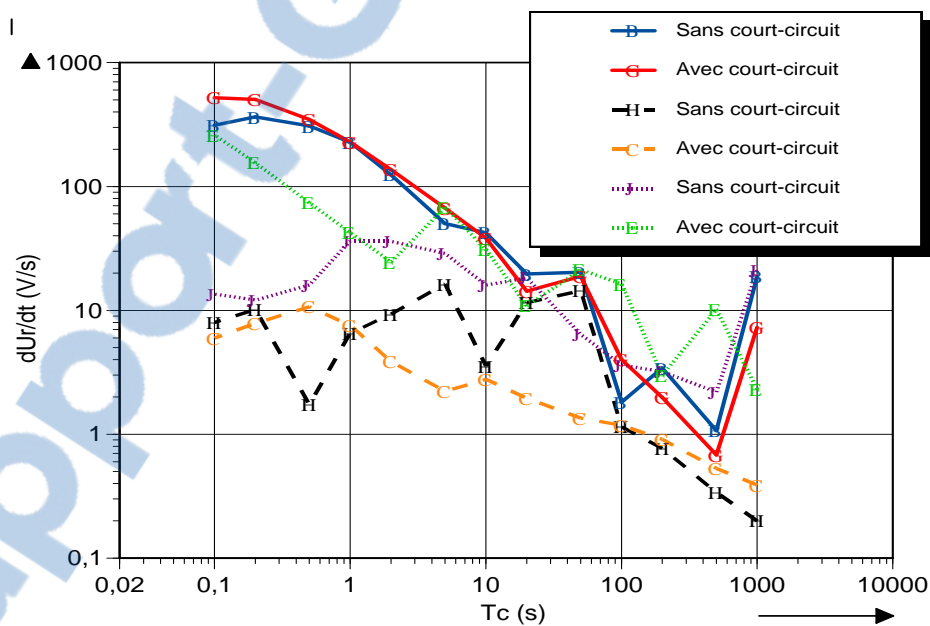


Figure 74 : Spectre de la pente initiale en fonction du temps de charge pour une borne de traversée sans défaut et une borne avec deux couches de condensateurs court-circuitées. La ligne continue représente l'étape après conception, la ligne discontinue représente l'étape de séchage et la ligne en pointillé représente l'imprégnation.

Dans cette partie, nous avons montré que l'utilisation de la spectroscopie diélectrique permet un suivi durant les différentes étapes de fabrication des composants et appareillages de puissance. Notons que l'avantage de la spectroscopie diélectrique dans le domaine fréquentiel est sa haute fiabilité. Les résultats de mesure des différents paramètres donnent une évaluation plus précise du système d'isolation comparativement aux mesures effectuées seulement à fréquence industrielle. Quant à la détection de courts-circuits dans les bornes de traversée, les mesures de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique sont plus efficaces et plus précises en basses fréquences.

Les mesures dans le domaine fréquentiel fournissent une meilleure appréciation de l'état de l'isolation. Cette méthode est sensible à un grand nombre de défauts à l'intérieur du système d'isolation comme l'humidité et/ou la présence de cavités (interstices) dues à un mauvais séchage sous vide et/ou à l'imprégnation, et les courts-circuits. Également l'effet de la teneur en eau et des courts-circuits peuvent être séparés. Les défauts de fabrication restent un problème majeur qui doit être systématiquement appréhendé durant la fabrication des équipements de puissance, l'utilisation de ces techniques permettra un suivi plus précis pour l'obtention de composants et appareillages de puissance plus fiables.

- **RÉSULTATS DE MESURE DES COURANTS DE POLARISATION ET DE DÉPOLARISATION**

Les mesures des courants de polarisation et de dépolarisation CPD (ou PDC: courants de polarisation et de dépolarisation) peuvent offrir des informations fiables à propos de l'état de l'isolation [27], [37], [73] et [103]. Dans cette section, la possibilité d'utiliser ce type de mesure pour le suivi du processus de fabrication des traversées est étudiée. L'interface LABVIEW permet à l'utilisateur de choisir la tension ainsi que les temps de charge et de décharge. Les CPD mesurés à la fin de chacune des trois étapes de fabrication sont tracés dans les figures 75 et 76. On peut voir que les CPD mesurés après séchage et imprégnation sont plus faibles que juste après fabrication.

Durant les 20 premières secondes de mesure, les CPD augmentent avec le nombre de couches court-circuitées. Ce phénomène est bien évidemment lié à la capacité électrique.

Il est clair que plus de recherches sont nécessaires pour comprendre l'influence spécifique des courts-circuits entre couches sur l'analyse par CPD.

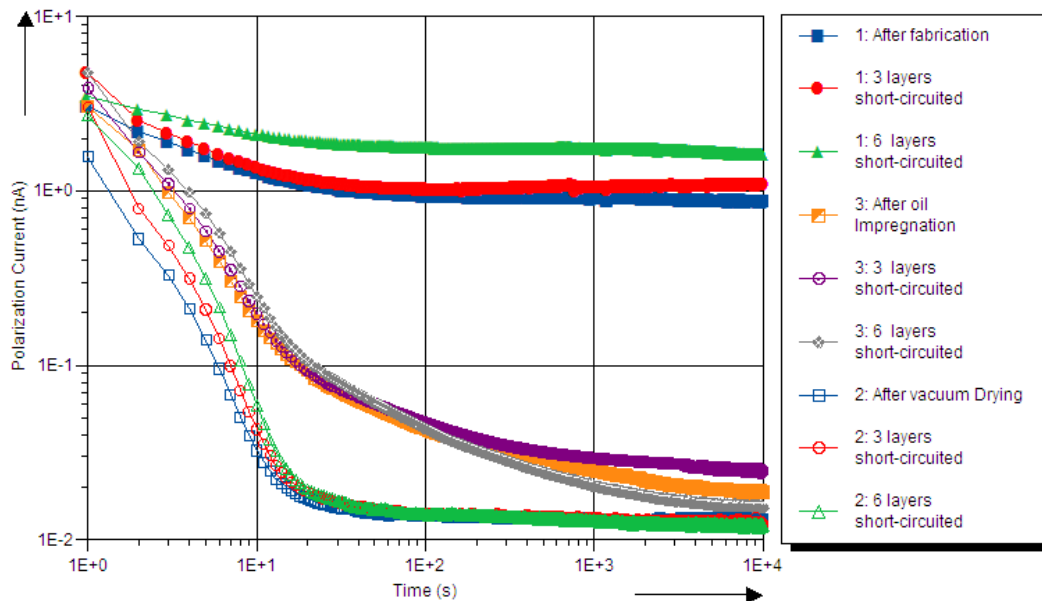


Figure 75 : Courants de polarisation mesurés pour une traversée avec et sans couches court-circuitées pour les trois étapes de fabrication.

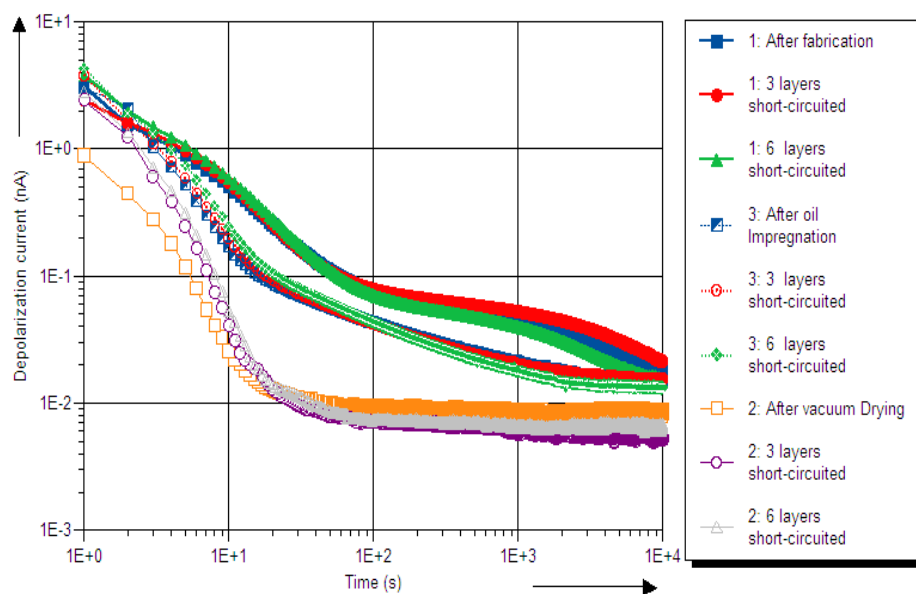


Figure 76 : Courants de dépolarisation mesurés pour une traversée avec et sans couches court-circuitées pour les trois étapes de fabrication.



Les valeurs de conductivité de l'huile et du papier, calculées à partir des mesures par CPD en utilisant (5), sont présentées dans le tableau 18.

$$\sigma_o \approx \frac{\varepsilon_0}{C_0 U_c} (I_{pol}(t_1) + I_{depol}(t - t_c)) \quad (14)$$

Tableau 18 : Conductivité de l'huile et du papier.

	σ_{Huile} (pS/m)	σ_{papier} (pS/m)
1. Après conception	-	1,02
2. Après séchage et dégazage	-	0,0052
3. Après imprégnation	0,0942	0,005

5.5 CONCLUSION

L'application de la spectroscopie diélectrique dans le domaine fréquentiel et temporel a montré que ces outils sont très efficaces pour le suivi de fabrication et peuvent être facilement introduit en industrie. La tension de recouvrement, qui fait partie des techniques de spectroscopie en temporel, est par contre difficile à interpréter et n'est pas très consistante dans les résultats qu'elle fournit.

Dans le chapitre qui suit nous allons modéliser une isolation liquide avec et sans carton et comparer les résultats aux résultats expérimentale retrouvés par la spectroscopie diélectrique.

CHAPITRE 6

MODÉLISATION D'UN DIÉLECTRIQUE PAR RÉSEAU D'IMPÉDANCE

Dans la pratique, la combinaison de plusieurs diélectriques dans les équipements électriques est une situation courante; l'isolation qui en résulte est plutôt homogène et peut avoir des configurations complexes [124]. L'isolation dans les transformateurs de puissance est un exemple du mélange diélectrique le plus utilisé. En effet, le composite huile / papier (carton) a été utilisé dans un transformateur pour plus de 100 ans.

Avant d'utiliser l'isolation dans les équipements, les études fondamentales en laboratoire sont essentielles. La fonction d'isolation doit être étudiée à la conception en tenant compte de l'environnement d'exploitation prévu / attendu. Les caractéristiques des diélectriques mixtes sont évaluées et analysées pour obtenir la combinaison optimale. La permittivité est un paramètre qui décrit la composition physico-chimique de la matière ainsi que ses pertes diélectriques. Elle est donc considérée comme l'un des paramètres les plus importants pour le diagnostic. Dans le dimensionnement de l'isolation nécessaire pour un transformateur de puissance, les dégagements entre parties sous tension doivent être réduits au minimum tout en assurant une isolation électrique pour les niveaux de tension et contraintes électriques en jeu. Ceci réduira considérablement le poids total et par conséquent les coûts de fabrication. Les bobines dans les transformateurs sont modélisées comme un réseau d'inductances et de capacités. Il est nécessaire d'accorder une attention particulière au calcul des capacités, même si ces dernières contribuent à peine aux basses fréquences, elles ont une grande influence sur la distribution de la tension à travers les bobines dans le cas des phénomènes transitoires rapides tels que le choc de foudre qui est dans beaucoup de cas, le paramètre de dimensionnement de l'isolation. Le paramètre

principal qui peut engendrer une différence entre les calculs et les vraies valeurs des capacités, et qui doit être estimé de la façon la plus plausible pour les raisons décrites auparavant, est la permittivité de l'isolation qui est grandement influencée par sa teneur en eau.

L'objectif de cette partie de la thèse est de décrire le comportement diélectrique des systèmes huile/humidité et huile/carton/humidité par un modèle théorique et de le comparer aux résultats expérimentaux. Ceci peut non seulement être utile lors de la conception mais aussi pour l'équipement en service. En effet, ceci pourra aider à trouver un moyen permettant de séparer le vieillissement et la présence d'humidité.

L'idée est basée sur les travaux de Balana *et al.*[125] qui modélisent les propriétés d'un diélectrique hétérogène par un réseau d'impédances en trois dimensions.

Les matériaux sont classifiés selon leur permittivité ε et leur conductivité électrique σ . Un diélectrique est caractérisé par l'inégalité suivante : $\frac{\sigma}{\omega\varepsilon} \ll 1$, où ω étant la fréquence de pulsation. Il est donc caractérisé par son pouvoir de stockage d'énergie électrique lorsqu'un champ électrique extérieur est appliqué. La permittivité complexe est une grandeur physique qui décrit comment le champ électrique affecte et est affecté lorsqu'il est appliqué à un matériau. Sa partie réelle représente le stockage d'énergie; elle est considérée comme la constante diélectrique. La partie imaginaire caractérise les pertes dues à la conduction; elle représente la dissipation diélectrique. La permittivité peut varier en fonction de différents paramètres, incluant la fréquence du champ électrique appliqué, la teneur en eau, la température et l'interaction entre les constituants [126]. Aux basses fréquences, la charge d'espace et la polarisation interfaciale sont les processus qui prédominent. La polarisation d'orientation, qui se produit aux fréquences radio sur la fréquence micro-ondes, peut également être considérée comme un mécanisme de polarisation à basse fréquence [127]. Des courants additionnels se créent lorsque la température du diélectrique augmente, augmentant par conséquent les pertes. Selon [128], la surveillance de la permittivité complexe des huiles des transformateurs, en fonction de la fréquence et de la température peut non seulement révéler l'état réel de l'isolation mais elle peut également être utilisée comme paramètre unique pour un critère indiquant l'état et la durée de vie de l'isolation.

Nous trouvons dans la littérature, un grand nombre de modèles reliant la constante diélectrique d'un mélange aux constantes diélectriques des constituants (équations 15 et 16 par exemple). Mais il est difficile de choisir entre tel ou tel modèle, parce que celui qui semble être correct dans un cas peut être mis en échec dans d'autres circonstances. Nous avons donc opté pour une modélisation des interactions électriques au niveau local en vue comprendre leurs effets au niveau de l'ensemble. Cette approche nous aidera facilement et d'une façon très précise à définir les proportions de chaque constituant en plus du choix de leur répartition relative dans le volume total.

$$\epsilon_{re} = \frac{\epsilon_{r1}d_1/d_2}{1 + \epsilon_{r1}d_1/\epsilon_{r2}d_2} \quad (15)$$

Cette dernière équation représente la permittivité relative équivalente d'un mélange de deux diélectriques d'épaisseurs d_1 et d_2 et de permittivités relatives ϵ_{r1} et ϵ_{r2} , avec $d = d_1 + d_2$. [129]

Une estimation grossière de la permittivité d'une isolation solide (à base de cellulose) peut se faire en se basant sur une équation linéaire prenant en compte la teneur en eau et la densité de l'isolation solide. Elle peut être appliquée à une isolation solide imprégnée dans l'huile ou non. Cette équation est sous la forme $\epsilon = A + B \times Densité + C \times Teneur\ En\ Eau$

La permittivité effective ϵ_{eff} de N diélectriques différents ayant une fraction volumétrique spécifique q_i de la capacité total et arrangés en parallèle, peut être calculée comme suit [130]:

$$\bar{\epsilon}_{eff} = \sum_{i=1}^N (\bar{\epsilon}_i q_i) \quad (16)$$

Dans le cas où les diélectriques sont distribués en séries dans le condensateur, la permittivité équivalente s'écrit [130]:

$$\frac{1}{\bar{\epsilon}_{eff}} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{q_i}{\bar{\epsilon}_i} \right) \quad (17)$$

Cependant, à partir d'un point de vue réaliste, ces deux modèles simples ne sont pas suffisamment précis pour évaluer la vraie permittivité du mélange.

Dans plusieurs cas, le mélange ne peut être considéré comme homogène à l'échelle microscopique. Plusieurs modèles ont été mis en place pour évaluer la permittivité diélectrique de mélanges. Au meilleur de notre connaissance, il n'existe pas de théorie qui puisse fournir une valeur exacte de ce paramètre [131]. Cependant, beaucoup de calculs approximatifs de ce paramètre peuvent être trouvés dans la littérature.

Dans le cadre de l'analyse d'un mélange diélectrique de particules cylindriques avec un milieu hôte, Raleigh a proposé la formule suivante [127]: (les indices p et m dans les équations suivantes représentent les particules et le matériau)

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_m (X(\varepsilon_p - \varepsilon_m) + \varepsilon_p + \varepsilon_m)}{\varepsilon_p + \varepsilon_m - X(\varepsilon_p - \varepsilon_m)} \quad (18)$$

Lichtenecker et Rother [127] ont proposé une expression logarithmique pour la permittivité de la poudre et des matériaux granulaires:

$$\ln(\varepsilon) = V_p \ln(\varepsilon_p) + V_m \ln(\varepsilon_m) \quad (19)$$

Cependant, des doutes ont été exprimés sur la formule ci-dessus, d'abord par Reynold et Hough [132], et plus tard par Dukhin [132]. Ces auteurs font remarquer une contradiction dans l'hypothèse faite par Lichtenecker et Rother, qui supposaient dans leur étude que les systèmes dispersés sont à la fois chaotiques et ordonnés [132].

Certaines approches dans la littérature, utilisent des limites pour l'estimation de la permittivité [6]. Dans le cas d'une disposition simple de diélectriques, comme décrit par (15) et (16), la valeur de la permittivité efficace du mélange peut être mise entre les deux valeurs comme indiqué par l'équation suivante:

$$\frac{1}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{q_i}{\varepsilon_i} \right)} \leq \varepsilon \leq \sum_{i=1}^N (\bar{\varepsilon}_i q_i) \quad (20)$$

Un autre exemple est connu sous le nom de « conditions aux limites de Weiner ». Pour les mélanges laminaires, Weiner [127] a établi la formule exprimée par l'équation (21), où ε_p est la permittivité des particules et ε_m de la permittivité du milieu. La permittivité peut être limitée par les valeurs calculées à partir (8) et (9) comme indiqué dans [130].

$$\frac{1}{\varepsilon + u} = \frac{V_p}{\varepsilon_p + u} + \frac{V_m}{\varepsilon_m + u} \quad \text{with } 0 \leq u \leq \infty \quad (21)$$

$$\varepsilon_{max} = q_i \varepsilon_p + (1 - q_i) \times \varepsilon_m \quad (22)$$

$$\varepsilon_{min}(q_i) = \frac{\varepsilon_p \varepsilon_m}{q_i \varepsilon_m + (1 - q_i) \times \varepsilon_p} \quad (23)$$

Où q_i est le facteur du volume des inclusions (particules) utilisé à la place de la fraction volumique simple de diélectriques. Ce facteur est défini dans [130] comme suit:

$$q_i = \frac{w_p \rho_p}{w_p \rho_p + w_m \rho_m} \quad (24)$$

Avec w_p, ρ_p et w_m, ρ_m les poids et les densités des particules et du milieu, respectivement. D'autres formules ont été établies pour des inclusions dans des modèles tridimensionnels tels que la formule de Maxwell-Garnett, qui est appliquée à des inclusions sphériques [124]. Cette formule est recueillie avec la règle de Polder-Van Santen et l'approximation cohérente du potentiel [124] en une seule formule, avec un paramètre sans dimension qui permet un choix, en ce qui concerne la règle de mélange.

En plus de la formule analytique, un grand nombre de simulations numériques peuvent être trouvés dans la littérature. Dans [126], une revue des différentes approches existantes sont présentées. Elles peuvent être classées selon la technique utilisée. Dans la plupart des cas, les équations de Maxwell sont résolues pour obtenir les distributions de champ électrique dans le domaine de calcul, puis une technique numérique comme la méthode des éléments finis ou une méthode aux différences finies est utilisée pour calculer la permittivité et autres paramètres du matériau [124], [126].

Les propriétés diélectriques ont également été étudiées en utilisant des circuits électriques. L'analyse détaillée des circuits simples et des modèles est résumée par Jonscher dans [34] et [113]. Pour les circuits de grande taille comprenant des résistances et des condensateurs, nous pouvons trouver des simulations en 2D comme dans [133], mais peu d'études ont été menées avec des simulations d'un réseau électrique en 3D comme le travail publié dans [125]. Sur la base de cette dernière référence, nous avons essayé dans notre travail, de calculer la permittivité en utilisant un grand nombre d'éléments résistifs et capacitifs. Les principaux objectifs de la simulation peuvent être résumés comme suit:

- a) Étude de mélange diélectrique utilisée dans les transformateurs,
- b) Étude de l'effet de la teneur en eau sur la réponse diélectrique, et
- c) Analyse de la répartition des particules d'eau dans le diélectrique.

6.1 MODÉLISATION ET ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

Dans cette section, nous présentons la simulation que nous avons effectuée en vue d'étudier la permittivité et la réponse diélectrique dans le domaine fréquentielle.

- **LE MODÈLE**

La cellule cubique illustrée à la figure 77, représente une particule d'une seule et même matière. Elle est utilisée pour générer le réseau. La particule doit être assez petite pour être considérée comme une seule phase (une seule matière). L'ensemble des particules peut être un mélange de différentes matières. En outre, les dimensions des particules doivent être supposées assez grandes pour permettre une représentation électrique à une échelle macroscopique.

D'après la théorie des circuits, un matériau diélectrique peut être caractérisé par un circuit de type R-C. La résistance représente le courant de conduction et la capacité représente les courants de déplacement et de polarisation. Les cellules élémentaires sont modélisées en trois dimensions par des impédances comme le montre la figure 77. Pour la détermination de la permittivité, le circuit R-C parallèle est utilisé [134] et [135].

Les impédances à l'intérieur d'une cellule sont identiques et sont égales à celles des autres cellules de même nature. Pour calculer l'impédance équivalente entre tous deux centres de cellules, nous avons supposé que le courant qui passe d'une des cellules à l'autre est uniforme sur toute la surface de contact.

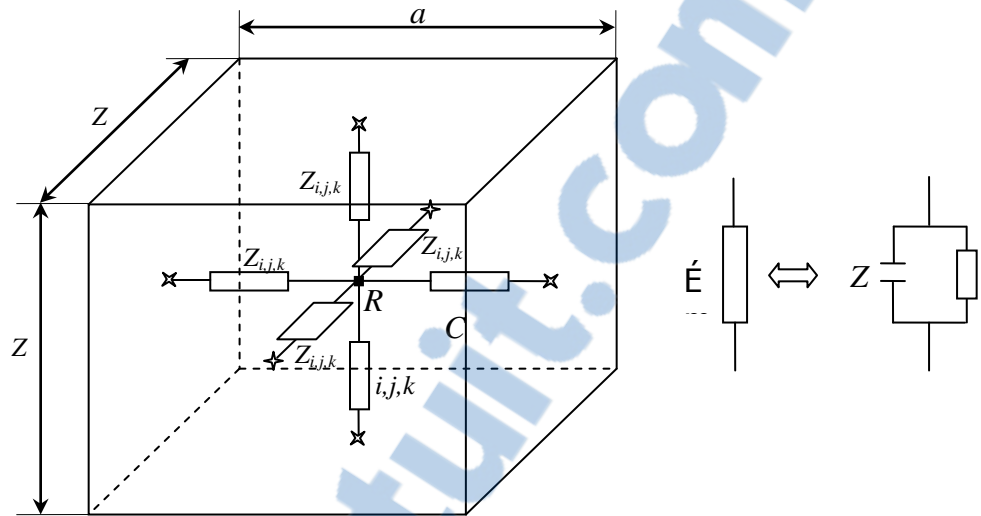


Figure 77: Cellule élémentaire constituant le diélectrique.

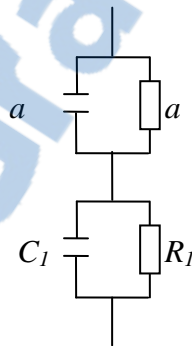


Figure 78: Modélisation d'une isolation constituée de deux matériaux.

La tension au centre d'une cellule de coordonnées $(i, j, k-1)$ s'écrit :

$$\begin{aligned}
 U_{i,j,k-1} = & -Y_{(i,j/i-1,j)} Z_{i,j/k-1,k} U_{i-1,j,k} - \\
 & Y_{(i,j/i-1,j)} Z_{i,j/k-1,k} U_{i-1,j,k} - \\
 & Y_{(i,j/i-1,j)} Z_{i,j/k-1,k} U_{i-1,j,k} - \\
 & Y_{(i,j/i-1,j)} Z_{i,j/k-1,k} U_{i-1,j,k} + \\
 & (1 + YZ_{i,j/k-1,k}) U_{i,j+1,k} + \\
 & Z_{i,j/k-1,k} J_{i,j,k-1}
 \end{aligned} \tag{25}$$

Le courant de la branche reliant les deux nœuds de coordonnées $(i,j,k-1)$ et (i,j,k) s'écrit :

$$\begin{aligned}
J_{i,j,k-1} = & -Y_{(i,j/i-1,j)}U_{i-1,j,k} - Y_{(i,j/i+1,j)}U_{i+1,j,k} - \\
& Y_{(i,j/i,j-1)}U_{i,j-1,k} - Y_{(i,j/i,j+1)}U_{i,j+1,k} + \\
& YU_{i,j+1,k} + J_{i,j,k}
\end{aligned} \quad (26)$$

Avec

$$Y = Y_{(i,j/i-1,j)} + Y_{(i,j/i+1,j)} + Y_{(i,j/i,j-1)} + Y_{(i,j/i,j+1)} \quad (27)$$

$Y_{(i,j/l,m)}$ est l'admittance entre les nœuds de coordonnées (i,j) et (l,m) dans la même couche de niveau k . $U_{i,j,k}$ est le potentiel au nœud (i,j,k) . $Z_{i,j/k-1,k}$ est l'impédance équivalente entre les deux nœuds $(i,j,k-1)$ et (i,j,k) .

À partir des équations (25), (26) et (27), on peut tirer la relation entre les potentiels et les courants de la couche k et ceux de la couche $k-1$ et l'écrire sous forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} U_{i,j,k-1} \\ J_{i,j,k-1} \end{pmatrix} = L_k \begin{pmatrix} U_{i,j,k} \\ J_{i,j,k} \end{pmatrix} \quad (28)$$

Avec L_k matrice des admittances et impédances reliant les courants et les tensions des couches $k-1$ et k .

Par récurrence, nous remontons à la première couche et nous obtenons la relation qui suit :

$$\begin{pmatrix} U_{i,j,1} \\ J_{i,j,1} \end{pmatrix} = L_1 L_2 \dots L_{k-1} L_k \begin{pmatrix} U_{i,j,k} \\ J_{i,j,k} \end{pmatrix} \quad (29)$$

Nous assignons un potentiel nul aux nœuds de la dernière couche. Ceci réduira le système matriciel à un quart d'équations et par conséquent nous gagnerons un temps de calcul considérable. En appliquant le théorème de conservation de la charge, le courant entrant par la première couche est égal à celui qui sort de la dernière. Alors, la somme des

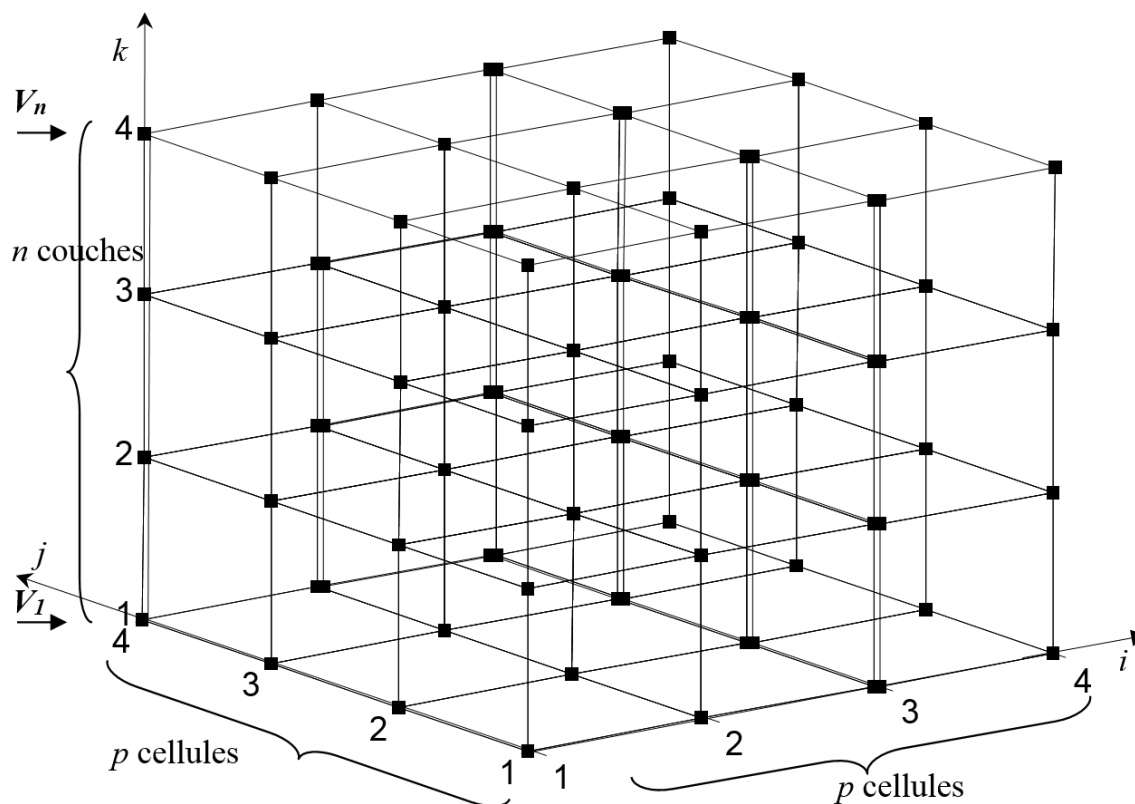


Figure 79: Représentation du réseau d'impédances en trois dimensions. Les points sont les centres des cellules élémentaires et la liaison entre deux points représente l'impédance équivalente entre deux nœuds ($n=p=4$).

- **RÉSULTATS ET DISCUSSIONS**

Simulation d'un mélange diélectrique liquide : Le modèle a été simulé avec un cube de $11 \times 11 \times 11$ cellules élémentaires. Dans le code chaque matériau à des valeurs propres de résistivité et de conductivité a été attribué.

Dans la première étape, le modèle a été utilisé pour simuler un mélange d'huile minérale et d'ester synthétique. La permittivité des proportions de mélange de différents ratios trouvés par simulation a été comparée aux résultats donnés dans [5] et a été jugée similaire. Ce résultat démontre l'applicabilité du modèle simulé pour au moins une grande fraction des composants du mélange.

Tableau 19: Comparaison entre résultats de simulation et valeurs réelles approximatives de la permittivité relative.

Permittivité	Valeurs dans [5]	Simulation
Huile minérale	2,2	2,22
90% Huile minérale 10% ester	>2,2	2,27
80% Huile minérale 20% ester	>2,3	2,36
50% Huile minérale 50% ester	>2,6	2,66
Ester	3,3	3,33

Simulation de la réponse en fréquence d'un ester synthétique et d'une huile minérale:

Comme le modèle est dépendant de la fréquence, la simulation a été réalisée à des fréquences différentes. Pour des fins de comparaison, les fréquences ont été choisies identiques à celles utilisées dans la mesure du champ par l'Insulation Diagnostics System IDA200 (de 1 kHz à 0,1 mHz). La réponse en fréquence a été obtenue et plus de possibilités sont ouvertes pour une meilleure évaluation des isolants.

Les cellules élémentaires sont disposées dans cette application particulière d'une façon aléatoire dans le cube représentant le diélectrique. Le code Matlab a été exécuté plusieurs fois et les résultats ont montré une légère déviation.

Les propriétés diélectriques de l'huile minérale et de l'ester synthétique neufs ont été mesurées avec l'IDA200 sur toute la gamme de fréquences (allant de 1 kHz – 0,1 mHz). Les amplitudes et les arguments de l'impédance équivalente obtenue à partir de la mesure sont représentés dans les figures 80 et 81 ainsi que les résultats obtenus à partir de simulations.

Une forme très similaire des courbes représentant la valeur absolue de l'impédance équivalente et son argument du modèle simulé avec celles des impédances mesurées peut être remarquée. La géométrie du diélectrique est l'une des raisons qui causent le léger décalage. D'autres paramètres sont connus pour avoir une grande influence sur les

propriétés diélectriques de matériaux, tels que la teneur en eau et les produits de dégradation.

Dans le cas de l'ester, la grande différence entre simulation et les résultats de mesure peuvent être attribués à la teneur en eau élevée caractérisant les esters. En effet, nous pouvons voir que le modèle simulé a une valeur beaucoup plus élevée de l'argument d'impédance aux basses fréquences par rapport à la valeur mesurée. Dans le modèle, aucune particule d'eau n'a été introduite; étant donné que le nombre total de cellules élémentaires est petit ($11 \times 11 \times 11$). Le fait que la fraction volumétrique de l'eau (de 107 ppm mesurée par le coulomètre Karl Fisher) est inférieure à une particule, n'a pas de sens réaliste. Cependant, une vérification a été faite pour voir l'influence de la variation de la résistivité de l'ester sur la réponse en fréquence. Le résultat de simulation de l'ester avec une résistivité inférieure a été très proche de la réponse mesurée.

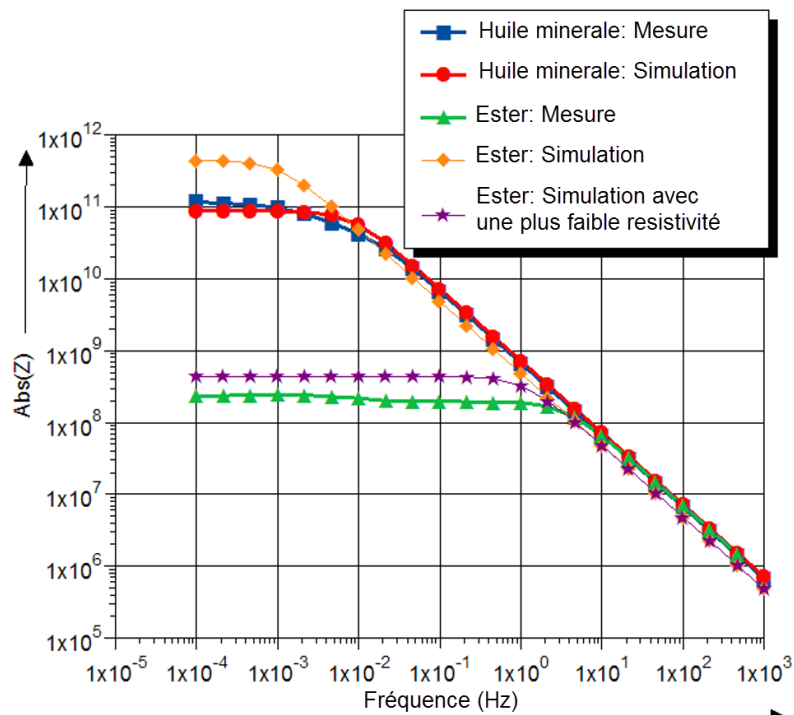


Figure 80: Balayage en fréquence de la valeur absolue de l'impédance équivalente Z.

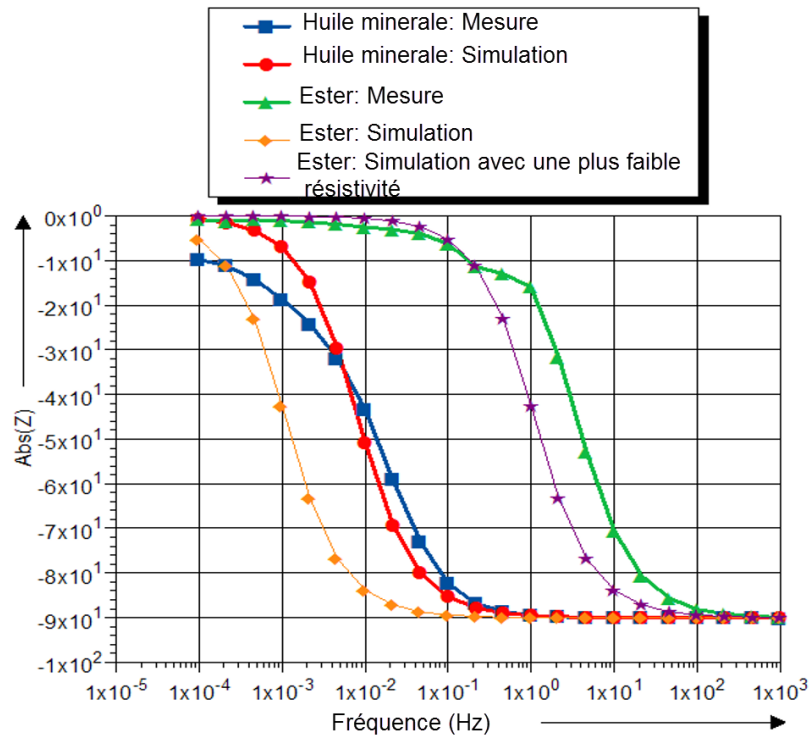


Figure 81: Balayage en fréquence de l'argument de l'impédance équivalente Z .

Simulation d'un carton imprégné d'huile: Une simulation identique au cas de mélange de liquides diélectriques, a été réalisée avec une distribution uniforme de liquide dans le carton comprimé. La fraction volumétrique du liquide diélectrique a été calculée en fonction de la porosité du carton. La porosité p du carton est définie comme suit [122] :

$$p = 1 - \frac{\gamma_{\text{carton}}}{\gamma_{\text{cellulose}}} \quad (30)$$

Les paramètres γ_{carton} et $\gamma_{\text{cellulose}}$ sont, respectivement, les densités du carton et de la cellulose.

Le ratio du liquide a été alors introduit dans le code comme étant égale à $p \times 100 \%$.

Les figures 82 et 83 illustrent la réponse en fréquence du carton imprégné d'huile. Une fois encore, le modèle a montré des résultats très proches des mesures, mais là aussi, aucune particule représentant les impuretés n'a été introduite dans le modèle.

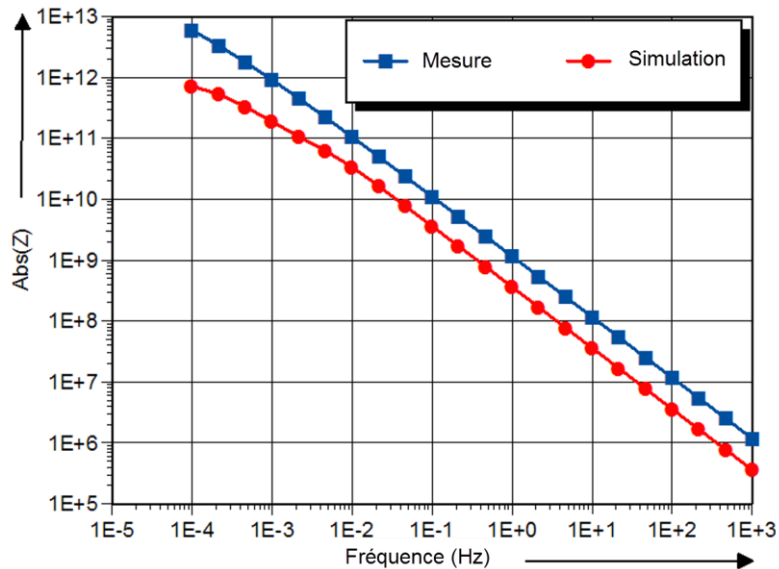


Figure 82: Balayage en fréquence de la valeur absolue de l'impédance équivalente Z du carton imprégné d'huile (mesure et simulation).

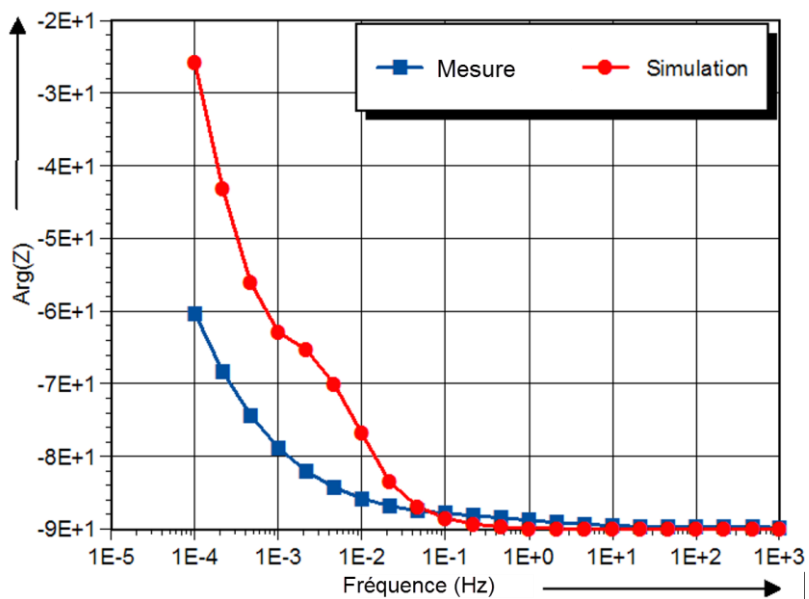


Figure 83: Balayage en fréquence de l'argument de l'impédance équivalente Z du carton imprégné d'huile (mesure et simulation).

6.2 CONCLUSIONS

La perspective de la détermination des propriétés diélectriques des mélanges de matériaux isolants est d'une importance pratique, puisque les applications en haute tension ont souvent besoin de matériel spécifique. La modélisation analytique et la simulation informatique sont considérées primordiales dans ce domaine.

Dans ce chapitre, la simulation de mélanges de diélectriques en réseaux 3D a été présentée. L'objectif principal était de vérifier l'applicabilité du modèle pour l'isolation carton imprégné d'huile utilisé dans les transformateurs de puissance.

La permittivité de l'huile minérale et mélange d'esters avec des proportions différentes a été simulée et comparée à des valeurs empruntées de la littérature. En outre, les réponses diélectriques de l'huile minérale, de l'ester et du carton imprégné d'huile ont été simulées. Les résultats obtenus à partir des mesures démontrent la validité du modèle électrique.

L'amélioration de la précision du modèle peut se faire en augmentant le nombre de cellules élémentaires au rang de 10^6 . Ce nombre va ouvrir la possibilité d'introduire la teneur en eau et les impuretés pour étudier leur effet sur la réponse en fréquence diélectrique de l'isolation. En outre, il sera possible d'analyser la distribution d'eau et d'inclusion dans le diélectrique, ce qui peut aider à la compréhension de l'influence de l'eau et les effets du vieillissement sur les réponses diélectriques.

CHAPITRE 7

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

7.1 CONCLUSIONS

Les travaux de recherche qui ont été réalisés au cours de ce projet traitent de l'application de certaines nouvelles techniques permettant de surveiller et diagnostiquer les équipements de puissance dont le système d'isolation se compose d'huile isolante, de papier et carton à base de cellulose. L'attention est particulièrement portée sur les transformateurs de puissance qui sont considérés comme des éléments clés dans la génération et la distribution de l'énergie.

Les expérimentations avaient comme objectif principal, l'estimation de l'état des systèmes d'isolation avec les nouvelles techniques, qui sont moins onéreuses, plus efficaces et pour certaines d'entre elles plus rapides. Aussi, l'évaluation de ces techniques et les méthodes d'interprétations qui y sont associées a été faite au cours de l'analyse du vieillissement.

Beaucoup de techniques ont été étudiées, telles que la spectroscopie diélectrique dans les domaines fréquentiel et temporel, la tension de recouvrement, la spectrophotométrie, la turbidité, la stabilité sous champ électrique et la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier. Les résultats de ces techniques ont été analysés et corrélés avec des techniques traditionnelles comme la résistance à la traction, la teneur en eau, la tension interfaciale, le nombre d'acide total, la tenue diélectrique et l'analyse des gaz dissous. Toutes ces techniques ont été appliquées suivant les normes de l'ASTM.

L'application des techniques de surveillance et de diagnostic a été faite pour des échantillons vieillis au laboratoire selon une technique similaire au standard D 1934 (Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method [1]). Cette méthode a l'avantage d'accélérer le processus du vieillissement. Différents aspects de vieillissement ont été analysés avec ces techniques, à savoir : la comparaison entre le vieillissement des huiles minérales et ester, l'influence de la quantité de carton par rapport à l'huile dans la formation des produits de dégradation, la formation des suspensions solide sous l'effet du champ électrique, l'influence de l'oxygène, l'influence de la qualité de l'isolation liquide sur la génération des gaz dans l'huile, etc.

La perspective de la détermination des propriétés diélectriques des mélanges d'isolants est d'une grande importance, car les applications de la haute tension ont souvent besoin de matériaux spécifiques. La modélisation analytique et simulation par ordinateur sont les méthodes d'étude dominantes dans ce domaine. Dans ce contexte, et pour mieux comprendre le phénomène de vieillissement et de dégradation de l'isolation liquide/solide, une simulation d'un mélange de diélectriques par un réseau d'impédances en 3D a été réalisée. L'objectif principal était de vérifier l'applicabilité du modèle pour l'isolation carton imprégné d'huile utilisée dans les transformateurs de puissance. La permittivité de l'huile minérale et de mélange d'esters avec des proportions différentes a été simulée et comparés à des valeurs données dans la littérature. En outre, les réponses diélectriques de l'huile minérale, de l'ester et du carton imprégné d'huile ont été simulées. Les résultats obtenus à partir de la mesure ont permis de démontrer la validité du modèle électrique. Ce modèle pourrait être appliqué ensuite pour l'étude des impuretés et de la teneur en eau.

Dans ce qui suit, un résumé des principales conclusions découlant des différents travaux présentés dans cette thèse est présenté:

- 1) La plupart des tests de vieillissement ont été réalisés à une température de 100°C. le vieillissement accéléré était basé sur la norme ASTM D1934-95. Dans un transformateur de puissance en service, les points chauds dans les parties métalliques en contact avec l'isolation solide et au sommet des bobines et dans l'huile avoisinante peuvent atteindre des températures comparables à celles

choisies pour les tests de laboratoire. Cependant, les poudres des métaux ajoutées aux huiles testées avaient un effet catalytique qui a contribué considérablement à l'accélération de l'oxydation.

- 2) L'effet du vieillissement thermique a été moins ressenti dans le carton par rapport à l'huile dans les tests de laboratoire. Cet effet est attribué à deux facteurs principaux:
 - a. À température élevée, l'eau a tendance à migrer du papier vers l'huile et par conséquent, l'hydrolyse qui est considérée comme une cause majeure dans les pannes des transformateurs de puissance n'est pas fortement présente.
 - b. Le carton n'était pas en contact direct avec la source de chaleur contrairement à la réalité où les points de vieillissement de papier et carton les plus critiques se trouvent directement collés sur un conducteur ou une partie métallique dégageant une énergie calorifique.
- 3) Les esters naturels, qui connaissent une attraction en force ces dernières décennies sur le marché des isolants liquides pour transformateurs, étaient un des sujets traités dans nos recherches. Ces esters ont été développés pour leurs avantages environnementaux positifs. Effectivement, ces isolants sont non toxiques et biodégradables en plus des points de feu élevés qu'ils possèdent. Mais du point de vue diélectrique, après vieillissement, le facteur de dissipation diélectrique et la formation de produits de dégradation sont élevés par rapport aux huiles minérales. Les résultats du vieillissement accéléré ont montré comment les esters naturels deviennent très visqueux pouvant par conséquent diminuer l'efficacité du refroidissement du transformateur. Au cours du vieillissement, les esters risquent de détériorer le système de refroidissement à cause de leur nature collante comme il a été observé durant les essais au laboratoire.
- 4) Même à des températures élevées, les isolants électriques liquides sont très résistants au vieillissement en l'absence de l'oxygène. Ceci reste vrai même en

présence de quantité considérable de catalyseurs métalliques comme il a été constaté par les expériences.

- 5) Si l'eau est considérée comme le facteur le plus dangereux qui détériore l'isolation solide dans les transformateurs et la diminution de la qualité de l'isolation totale (liquide et solide), l'effet de l'oxygène est aussi désastreux en ce qui concerne les huiles minérales. La prévention contre l'oxydation, tel que le système de balayage de la surface d'huile dans le conservateur par un flux d'azote protège l'huile non seulement mais également l'isolation solide. L'état de l'isolation, en général peut être amélioré lorsque ce système est installé sur des transformateurs déjà en service [136].
- 6) Deux nouvelles techniques ont été explorées; il s'agit de la spectrophotométrie et de la mesure de turbidité. Les deux méthodes sont normalisées par les standards ASTM D6802 pour la mesure des produits solubles dans les huiles minérales et la ASTM D6181 pour la mesure des suspensions solides dans les huiles minérales. Ces deux tests sont très peu utilisés pour la surveillance des transformateurs. En pratique, on utilise plutôt la mesure de l'acidité et la tension interfaciale pour évaluer les produits de dégradation dus à l'oxydation. La tension interfaciale est reliée à la formation des produits hydrophiles qui sont très polaires contrairement à l'huile isolante qui est non-polaire; ce fait implique la non miscibilité de ces produits de dégradation polaires dans l'huile conduisant à la formation de boues et de produits insolubles dans l'huile. Plus il y a des produits d'oxydation polaires dans l'huile, plus la polarité de l'huile oxydée se rapproche de celle de l'eau et donne par conséquent une tension interfaciale plus faible. Certains de ces produits hydrophiles tels que les acides carboxyliques et d'autres produits qui restent solubles dans l'huile sont de nature acide; ce qui augmente l'acidité de l'huile. Les résultats que nous avons obtenus ont montré une proportionnalité inverse entre la tension interfaciale et la dégradation de l'huile et aussi l'acidité qui augmente avec l'oxydation. Dans certains cas, le vieillissement n'a affecté que l'acidité. Aussi, une diminution de la tension interfaciale n'implique pas nécessairement une

augmentation de l'acidité puisqu'il y a certains produits de dégradation hydrophiles qui ne sont pas acide. L'introduction des deux technique ASTM D6802 et ASTM D6181 décrites dans les différents chapitres précédents ne vise pas à remplacer les deux techniques traditionnelles (IFT et acidité) mais elles aspirent à apporter plus d'éclaircissement sur l'état de l'huile isolante. Ces deux nouvelles méthodes sont plus rapides moins couteuses, ne nécessitant pas de produits chimiques additionnels pour les tests comme c'est le cas du dosage d'acidité.; De plus, une analyse correcte avec les deux méthodes prend en compte tous les produits de dégradation dissous et insolubles quelle que soit la nature de produits de dégradation acide ou non acide, hydrophile ou non polaire.

- 7) La spectroscopie diélectrique dans le domaine fréquentiel est un outil très intéressant puisqu'il représente le comportement des diélectriques sur une plage de fréquence. Ce comportement est caractérisé par la capacité à stocker de l'énergie traduite par la permittivité, les pertes de l'énergie représenté par le facteur des pertes ou la conductivité. Les résultats obtenus avec cet outil se corrèle très bien avec le vieillissement, mais son application dans la pratique reste difficile pour le moment à cause de la difficulté de tirer des conclusions plus précises sur l'état de l'isolation par rapport à une simple analyse du facteur de dissipation diélectrique (plus la permittivité et la conductivité) à la fréquence industrielle et à une fréquence plus faible de l'ordre du dixième de Hertz. Un deuxième inconvénient de cet outil est la durée d'analyse qui est extrêmement longue pour un producteur ou propriétaire de transformateur.
- 8) La spectroscopie diélectrique dans le domaine temporel implique deux outils différents ; le premier concerne la mesure du courant de polarisation et de dépolarisation ou encore courant de charge et de décharge. Ce test est moins long que la spectroscopie diélectrique dans le domaine fréquentiel. De plus, il est plus sensible quant à la différenciation de la présence d'humidité et du vieillissement. Ce test peut être appliqué de façon fiable aux transformateurs hors service dont la température à l'intérieur est uniforme. Le deuxième outil utilisé dans le domaine

temporel est la mesure de la tension de recouvrement. Plusieurs tests ont été effectués pour évaluer la capacité de cet outil comme moyen de diagnostic. Nous nous sommes aperçu qu'il n'était pas applicable pour l'étude du vieillissement; les réponses des diélectriques aux tests étaient aléatoires lorsqu'elles sont interprétées comme suggéré dans beaucoup d'études passées qui ont suivi le développement de cet outil. Mais dans le cas d'un système d'isolation neuf, il a montré une sensibilité à la présence d'humidité. Il est applicable pour un suivi de la fabrication des petites composantes électriques dont l'isolation se compose d'huile et de papier, mais inapplicable pour les gros transformateurs où il peut entraîner une grande perte de temps lors de la fabrication où toutes les étapes, en particulier les séchages, sont bien contrôlées.

- 9) La mesure de turbidité est une technique traditionnelle dans plusieurs domaines mais considérée comme nouvel outil dans le diagnostic et la surveillance des transformateurs de puissance. D'après nos études, cette technique est intéressante non seulement pour suivre de plus près l'état de l'huiles mais aussi pour étudier le comportement de nouvelles huiles ou liquides isolants en général face à des contraintes particulières.
- 10) La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier est un domaine nécessitant une investigation particulière. Lorsque cette méthode était appliquée à nos expériences, elle a démontré une puissance d'analyse physique profonde. Cependant, elle exige une expertise bien propre pour des interprétations pratiques.
- 11) La nouvelle méthode pour l'étude de la stabilité sous champ électrique peut être utilisée comme outil pour analyser et comparer différents types d'huiles.
- 12) L'analyse des gaz dissous est une technique qui a fait l'objet de centaines d'études et attire toujours l'attention des chercheurs pour mieux les interpréter car les gaz développés dans les transformateurs sont une conséquence directe des défauts présents à l'intérieur des transformateurs. Dans cette thèse nous avons démontré le rôle important de la qualité de l'huile dans la production des gaz. Nous pensons que

ce facteur doit être pris en compte lors des analyses des gaz, notamment pour identifier le défaut avec plus de précision.

- 13) Les Techniques traditionnelles telles que le nombre d'acide total, la tension interfaciale, la tenue diélectrique, le facteur des pertes diélectriques et l'analyse des gaz dissous restent des outils traditionnels très consistants qui donnent des résultats assez clairs et pratiques pour l'ingénieur.

7.2 RECOMMANDATION POUR TRAVEAUX FUTURES

1. Due à l'impossibilité de calcul avec les moyens présents à ISOLIME pour la simulation qui a été proposée dans cette thèse, une autre approche de calcul par éléments finis pourrait être réalisée sous un logiciel de calcul numérique tel que COMSOL. Le réseau d'impédances à proposer devrait être plus complexe que ; on pourrait opter pour un cube diélectrique contenant des inclusions représentant l'eau ou d'autres particules sous forme sphérique. Le problème peut se résoudre dans un module électrique transitoire et harmonique temporel.
2. Jusqu'à présent, d'après nos connaissances, l'analyse de la réponse fréquentielle (Sweep Frequency Response Analysis) n'a été utilisée que pour l'étude des défauts dans les bobinages et le noyau des transformateurs. Nous proposons une étude qui utilisera cette méthode comme outil pour l'analyse de l'isolation en se basant sur la fréquence de résonance globale du transformateur. Plusieurs connections à travers les bornes de traversées pourront être utilisées.
3. Reprendre la méthodologie du chapitre 4 pour rassembler plus de données et faire une étude plus précise et sélective en ce qui concerne le type de défaut appliqué.
4. Proposer une règle pour les limites d'acceptation de qualité d'huile pour la quantification des produits solubles et insolubles dans l'huile.

7.3 Publications

Journal avec comité de lecture

1. I. Fofana, A. Bouaïcha and M. Farzaneh, "Aging Characterization of Transformer Oil-Pressboard Insulation using Modern Diagnostic Techniques", European Transactions on Electric Power Engineering, Vol. 21, Issue 1, pp. 1110-1127, January 2011.
2. J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaïcha, Y. Hadjadj and M. Farzaneh, "An Environmentally Friendly Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers", IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 26, No 3, pp. 35-42, May/June 2010.
3. I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau and D. Bussi eres, "Decay Products in the Liquid Insulation of Power Transformers", IET Electric Power Applications, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177–184, 2010.
4. A. Bouaïcha, I. Fofana, M. Farzaneh, A. Seytashmehr, H. Borsi, E. Gockenbach, A. B eroual and N. T. Aka, "On the Usability of Dielectric Spectroscopy Techniques as Quality Control Tool", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 25, No. 1, Jan/Feb 2009.
5. A. Bouaïcha, I. Fofana, M. Farzaneh, A. B eroual, A. Seytashmehr, H. Borsi, et E. Gockenbach, "Contr ole Non Destructif des Isolations  Electriques par Spectroscopie Di electrique durant la Fabrication des Bornes de Travers ee", Revue de l' Electricit  et d' lectronique (REE), No 11, pp. 58-67, D cembre 2008.

Articles de compte rendus de Conf rence arbitr ees

1. A. Bouaïcha, I. Fofana and M. Farzaneh, "Application of Modern Diagnostic Techniques to Assess the Condition of Oil and pressboard", 16th IEEE International Conference on Dielectric Liquids, Poitiers, France, 30 June – 4 July, 2008.
2. A. Bouaïcha, I. Fofana, M. Farzaneh and A. B eroual, "Use of the Dielectric spectroscopy as quality control mean during bushing manufacturing", 3e Conf rence Europ ennesur les Mat riels de Postes HT & MT les 15 et 16 novembre 2007, Lyon, France.
3. A. Bouaïcha, I. Fofana and M. Farzaneh, "Influence of the Relative Amount of Paper on Aged Mineral Oil Decay Products", 2008 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Quebec City, October 26-29, 2008.
4. I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh and J. Sabau, "Ageing Behaviour of Mineral Oil and Ester Liquids: a Comparative Study", 2008 IEEE Annual

- Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Quebec City, October 26-29, 2008.
5. I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, C. Volat and J. Sabau, "*On the Stability of Mineral Insulating Oils under Electrical Stress*", 2009 Electrical Insulation Conference, to be held in Montréal June 2009.
 6. A. Bouaïcha, I. Fofana and M. Farzaneh, "*Effect of Oxygen on Oil Decay Products Formation*", 2009 Electrical Insulation Conference, to be held in Montréal June 2009.
 7. A. Bouaïcha, I. Fofana and M. Farzaneh "*A three dimensional electrical network for oil-paper insulation modeling*", 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa August 24 to 28th 2009.
 8. I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh and J. Sabau, "*Suspended Particles in aged Insulating Liquid*", 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, August 24 to 28th 2009.
 9. I. Fofana, J. Sabau, A. Bouaïcha, and M. Farzaneh "*An Improved Preventive Maintenance Technique for Freely Breathing Power Transformer*", 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, August 24 to 28th 2009.
 10. I. Fofana, A. Bouaïcha, Y. Hadjadj, J. S. N'Cho, T. Ngnui-Aka and A. Beroual, "*Early stage detection of Oils Decaying*", 2010 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), West Lafayette (Indiana, USA), October 17-20th, 2010.
 11. K. Ghalkhani, A. Bouaïcha, I. Fofana and H. Hemmatjou, "*Influence of aging byproducts on the gassing tendency of transformer oils*", 2012 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Montreal, Canada, 14 Oct - 17 Oct 2012.

Bibliographie

-
- [1] ASTM D1934-95(2012)-Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method.
 - [2] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach et M. Farzaneh, "Ageing Behaviour of Mineral Oil and Ester Liquids"European Transactions on Electrical Power,2006.
 - [3] I. a. P. S. Imperial Oil Limited, Voltesso35, MATERIAL SAFETY DATA SHEET, 2007.
 - [4] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi et E. Gockenbach, "Drying of Transformer Insulation using Zeolite"IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 20, n° 11, pp. 20-30, 2004.
 - [5] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach et M. Farzaneh, "Aging of transformer insulating materials under selective conditions"EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER, 2006.
 - [6] T. K. Saha, "Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers"IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 10, n° 15, pp. 903-917, 2003.
 - [7] G. Breen, "Essential Requirements to Maintain Transformers in Service"CIGRE, Vols. 1 sur 212-103, 1992.
 - [8] Z. T. Yao et T. K. Saha, "Voltage Response Measurements for Power Transformer Moisture and Ageing Condition Assessment"IEEE/PES transmission and Distribution conference and Exhibition, pp. 6-10, 2002.
 - [9] R. M. Armando Guzmán, "TRANSFORMER MAINTENANCE INTERVAL MANAGEMENT"Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2005.
 - [10] M. Darveniza, T. K. Saha et D. L. Hill, "Investigations into effective methods for assessing the condition of insulation in aged power transformers"IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, pp. 1214-1223, 1998.
 - [11] K. P. Manoj et T. S. Ramu, "On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers"IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, vol. 20, n° 13, pp. 1962-1969, 2005.
 - [12] T. A. Prevost et T. Oommen, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I - history and development"IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22, n° 11, pp. 28-35, 2006.

-
- [13] T. Oommen et T. Prevost, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II maintaining insulation integrity and life" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22, n° 12, pp. 5-14, 2006.
- [14] L. E. Lundgaard, W. Hansen, L. Dag et T. J. Painter, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers" IEEE transactions on power delivery, vol. 19, n° 11, pp. 230-239, 2004.
- [15] A. C. Gjørde, "Multifactor Ageing Models-Origin and Similarities" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 13, n° 11, pp. 6-14, 1997.
- [16] H. William et P. Bartley, "Analysis of Transformer Failures" chez International Association of Engineering Insurers, 36th Annual Conference, Stockholm, 2003.
- [17] W. H. Bartley. "An Analysis of Transformer Failures, Part 2 – Causes, Prevention and Maximum Service Life," Internet:
www.hsb.com/TheLocomotive/AnAnalysisOfTransformersPart2.aspx.
- [18] "Transformer Maintenance" Facilities instructions, Standards, and Techniques FIST3-30, Denver, Colorado, Hydroelectric reserch and technical services group.
- [19] H. r. a. t. s. group, "Transformer Diagnosis" Facilities instructions, Standards, and Techniques, Vols. 1 sur 23-31, 2003.
- [20] A. Lokhanin, G. Shneider, V. SolokovetV. Chornogotsky, "InternalInsulationFailureMechanismesofHVEquipmentunderServiceCondition" CI GRE, Vols. 1 pp. 215-201, 2002.
- [21] M. N. Bandyopadhyay, "Transformer diagnostics in the practical field" <http://www.ece.cmu.edu/~electricconf/Bandyopadhyaydoc20Paper.pdf>. [En ligne].
- [22] C. Perrier, "Étude des huiles et des mélanges d'huiles à base d'huile minérale pour transformateurs de puissance - recherche d'un mélange optimal" Thèse de doctorat. École Centrale de Lyon, Lyon, 2005.
- [23] R. Sanghi, "Chemistry Behind the Life of a Transformer" Resonanc, pp. 17-23, June 2003.
- [24] S.-H. Kuo, "Diagnostic of Transfomer Condition by Polarization Current and Oil Conductivity Measurment", Rapport de Maitrise, University of Queensland, Australia, 2002.
- [25] B. Silec, Transformer Diagnostics by Polarization Measurements, Rapport de Maitrise, University of Queensland, Australia, 2003.
- [26] T. LiLi, Investigation of Poarization/Depolarization Current Measurement of Different Operation Temperature, Queensland: University of Queensland, 2003.
- [27] L. Lewand, "Techniques for Interpretation of Data for DGA From Transformers" chez Doble Engineering, 2006.

-
- [28] IEC-1198, Mineral Insulating Oils - Methods for the Determination of 2-Furfural and Related Compounds.
- [29] D. Shroff et A. W. Stannett, "A Review of paper Ageing in Power Transformers" IEE Proc., part C, vol. 132, pp. 312-319, 1985
- [30] P. J. Burton, M. Carballeira, M. Duval, C. W. Fuller, J. Graham, A. DePablo, J. Samat et E. Spicar, "Application of Liquid Chromatography to the Analysis of Electrical Insulating Materials" chez CIGRE, Large High Voltage Electric Systems, Paris, 1988.
- [31] X. Chendong, F. Qiming et X. Shiheng, "To Estimate the Ageing Status of Transformers by Furfural Concentration in the Oil" chez CIGRE, Study Committee 33 Colloquium, Leningrad, Moscow, 1991.
- [32] University of Adelaide, Australia, "High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)" Department of Chemistry, Stage 2 Chemistry Social Relevance Projects, [En ligne]. Available: <http://www.chemistry.adelaide.edu.au/external/soc-rel/content/hplc.htm>.
- [33] K. C. Anyaogu, "Gel Permeation Chromatography (GPC)" Bowling Green State University, Ohio, USA, [En ligne]: http://www.waters.com/waters/en_US/GPC---Gel-Permeation-Chromatography/nav.htm?cid=10167568&locale=en_US
- [34] A. Jonscher, "Universal Dielectric Response" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 6, n° 12, pp. 16-22, 1990.
- [35] H. Silva, W. Bassi et A. Diogo, "Noninvasive ageing assessment by means of polarization and depolarization currents analysis and its correlation with moisture content for power transformer life management", Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp.611-616, Latin America, 2004.
- [36] T. Instruments, "RVM 5462 Advanced Automatic Recovery Voltage Meter for diagnosis of oil-paper insulation systems" [En ligne]: <http://www.high-voltage-hubbell.com/pdf/5462.pdf>.
- [37] Z. Yao et T. Saha, "Separation Of Ageing And Moisture Impacts On Transformer Insulation Degradation By Polarisation Measurements" CIGRE, 15-304, Paris, France., 2002.
- [38] T. K. Saha, M. Darveniza, D. J. T. Hill et T. T. Le, "Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. B. Accelerated Aged Insulation Samples" IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 12, n° 14, pp. 1555-1561, 1997.
- [39] T. Leibfried et A. Kachler, "Insulation diagnostics on power transformers using the polarisation and depolarisation current (PDC) analysis" IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Boston, MA, USA, 2002.
- [40] ASTM D3612 - 02 Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography, 2009.

-
- [41] ASTM D1533 - 12 Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration.
- [42] ASTM D664 - 11a Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration.
- [43] ASTM D877-02 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.
- [44] ASTM D1816 - 12 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes.
- [45] ASTM D971 - 12 Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method.
- [46] ASTM D2440 - 13 Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil.
- [47] S. D. Myers et J. Kelly, "Testing Transformer Oil", Plant Engineering," p. 83, 1978.
- [48] ASTM D6802 - 02(2010) Test Method for Determination of the Relative Content Of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry.
- [49] ASTM D6181-03 Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin (Withdrawn 2012).
- [50] ASTM D924 - 08 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.
- [51] ASTM D202 - 08 Standard Test Methods for Sampling and Testing Untreated Paper Used for Electrical Insulation.
- [52] ASTM D1298 - 12b Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
- [53] ASTM D2300 - 08 Standard Test Method for Gassing of Electrical Insulating Liquids Under Electrical Stress and Ionization (Modified Pirelli Method).
- [54] ASTM D1524 - 94(2010) Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field.
- [55] ASTM D6180 - 05 Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharge.
- [56] ASTM D1169 - 11 Standard Test Method for Specific Resistance (Resistivity) of Electrical Insulating Liquids.
- [57] ASTM D3426 - 97(2012) Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage and Dielectric Strength of Solid Electrical Insulating Materials Using Impulse Waves.

-
- [58] T. A. Prevost, H. P. Gasser, R. Wicks, B. Glenn et R. Marek, "Estimation of Insulation Life based on a dual Temperature Ageing Model" chez Weidmann-ACTI Inc., Fifth Annual technical Conference, Albuquerque, NM, 2006.
- [59] G. Montanari, G. Mazzanti et L. Simoni, "Progress in Electrothermal Life Modeling of Electrical Insulation during the Last Decades" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 9, n° 15, pp. 730-745, 2002.
- [60] C57.91-1995 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- [61] I. Höhle, A. J. Kachler, S. Tenbohlen et M. Stach, "Transformer Life Management German Experience with Condition Assessment" chez Contribution for CIGRE SC12/A2- MERIDA- KOLLOQUIUM, 2003.
- [62] Electric Power Research Institute, Projects proposed for 2007, [En ligne]: <http://www.epri.com/portfolio/product.aspx?id=1832>.
- [63] G. Swift et T. Molinski, "Power Transformer Life Cycle Cost Reduction" 1997.
- [64] H. William et P. Bartley, "Life Cycle Management of Utility Transformer Assets" chez Breakthrough Asset Management for the Restructured Power Industry, Salt Lake City, Utah, 2002.
- [65] K. Abe, M. Hamaguchi, T. Umemura et M. Umeda, "Thermal aging of silicone oil Aromatic Polyamide Insulation Systems", ., Vol. 5, No. 4, pp. 578-621." IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 5, n° 14, pp. 578-621.
- [66] C. McShane, G. Gauger et J. Luksich, "Fire Resistant Natural Ester Dielectric Fluid and Novel Insulation System for Its Use" chez IEEE/PES Transmission & Distribution Conference, 1999.
- [67] A. Seytashmehr, I. Fofana, C. Eichler, A. Akbari, H. Borsi et E. Gockenbach, "Dielectric Spectroscopic Measurements on Transformer Oil-Paper Insulation under Controlled Laboratory Conditions" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 15, n° 14, pp. 1100-1111, 2008.
- [68] W. Zaengl, "Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I: Theoretical Considerations" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 19, n° 15, pp. 5-19, 2003.
- [69] W. Zaengl, "Application of Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 19, n° 16, pp. 9-22, 2003.
- [70] U. Gäfvert, G. Frimpong et J. Fuhr, "Modelling of Dielectric Measurements on Power Transformers" Paris, France, 1998.
- [71] V. Houhanessian, "Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems" Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, 1998.

-
- [72] T. Leibfried et A. J. Kachler, "Insulation Diagnostics on Power Transformers Using the Polarization and Depolarization Current (PDC) Analysis", pp. 170-173, 2002." chez IEEE International Symposium Electrical Insulation, USA, 2002.
- [73] "Advanced Automatic Recovery Voltage Meter for diagnosis of oil paper insulation" Tettex instruments, [En ligne]. Available: http://www.haefely.com/pdf/LL_RVM5462_0711_SG.pdf.
- [74] T. K. Saha et P. Purkait, "Understanding the Impacts of Moisture and Thermal Aging on Transformer's Insulation by Dielectric Response and Molecular Weight Measurements" IEEE Transactions on Dielectrics & Electrical Insulation, vol. 15, n° 12, pp. 568-582, 2008.
- [75] I. Höhle et A. J. Kachler, "Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 1: Influence of Type of Oil and Air on the Degree of Polymerization of Pressboard, Dissolved Gases, and Furanic Compounds in Oil" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 21, n° 12, pp. 15-21, 2005.
- [76] B. Pahlavanpour, M. Eklund et K. Sundkvist, "Revised IEC standard for maintenance of in-service insulating oil" pp. 1-14, 2004.
- [77] H. P. Gasser, J. Huser, C. Krause, V. Dahinden et A. M. Emsley, "Determining the aging parameters of cellulosic insulation in a transformer" chez Proc. Of the High Voltage Engineering Symposium, 1999.
- [78] ASTM D828-97(2002) Standard Test Method for Tensile Properties of Paper and Paperboard Using Constant-Rate-of-Elongation Apparatus (Withdrawn 2009).
- [79] A. A. Shayegani Akmal, H. Borsi et E. Gockenbach, "Dielectric Behaviour of Insulating Liquids at Very Low Frequency" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 13, n° 13, pp. 532-538, 2006.
- [80] R. Bartnikas, Engineering Dielectrics : Electrical Insulating Liquids, vol. III, Philadelphia, USA: ASTM, 1994, pp. 4-36.
- [81] R. Neimanis, L. Arvidsson et P. Werelius, "Dielectric spectroscopy characteristics of aged transformer oils" chez Proc. of the Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, Indianapolis, USA, 2003.
- [82] J. Sabau et R. Stokhuyzen, "The side effects of gassing in transmission power transformers" chez IEEE CEIDP, Victoria, BC, Canada, 2000.
- [83] R. Ferguson, A. Lobeiras et J. Sabau, "Suspended Particles in the Liquid Insulation of Aging Power Transformers" Electrical Insulation Magazine, vol. 18, n° 14, pp. 17-23, 2002.

-
- [84] C. Lamarre, "Antioxidant functionality in liquid and solid materials" chez Cigre Symposium 05-87 on New and Improved Materials for Electrotechnology, Vienna, 1987.
- [85] C. Lamarre, J. Crine et M. Duval, "Influence of Oxidation on the Electrical Properties of Inhibited Naphthenic and Paraffinic Transformer Oils" IEEE Transaction on Electrical Insulation, vol. 22, n° 11, pp. 57-62, 1987.
- [86] B. Pahlavanpour et I. A. Roberts, "Transformer oil condition monitoring" chez IEE Coll. On Transformer life management, London, UK, 1998.
- [87] D. Wooton, S. Barry, S. White et R. Thomas, "Using Infrared Spectroscopy in Used Engine Oils - Estimating Base Number" Practicing Oil Analysis Magazine, 2005.
- [88] N. S. Foster, J. E. Amonette, T. Autrey et J. T. Ho, "Detection of trace levels of water in oil by Photoacoustic spectroscopy" Sensors and Actuators B, vol. 77, n° 13, pp. 620-624, 2001.
- [89] J. A. Palmer, X. Wang, A. Mander, D. Torgerson et C. Rich, "Effect of aging on the spectral response of transformer oil" chez Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, CA USA, 2000.
- [90] F. T. (. Ltd, "Transformer Oil Maintenance: Get your money's Worth" [En ligne]. Available: <http://fctechnologies.org/regeneration.htm>.
- [91] V. Solokov, "Impact of oil properties and characteristics on transformer reliability" chez Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, 2006.
- [92] Y. Sheiretov et M. Zahn, "Dielectrometry Measurements of Spatial Moisture Profiles in Oil-Impregnated Pressboard" chez 4th Int. Conf. on Properties and Applications of Dielectric Materials, Brisbane, Australia, 1994.
- [93] G. Csepes, I. Kispal, J. Fekete, Z. Romvari, R. Brooks, M. Szebeni, A. Bogнар, E. Uri et S. Babos, "Correlation between electrical and chemical testing techniques for assessing degradation of oil-paper insulation" chez International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE, Paris, France, 1998.
- [94] H. r. a. t. s. g. D-8450, "Transformer Maintenance" FIST 3-30, Facilities, instructions, standards and techniques, 2000.
- [95] T. Rouse, "Mineral oil in transformers" IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 14, n° 13, 1998.
- [96] T. V. Oommen, R. A. Ronnau et R. S. Girgis, "New mechanism of moderate hydrogen gas generation in oil filled Transformers" CIGRE, Vols. 1 sur 212-206, 1998.
- [97] "I. Fofana and J. Sabau, "Application of Petroleum-based oil in Power Transformer", 23 pages, In Natural Gas Research Progress, Editors: Nathan David and Theo Michel, © , "Nova Science Publishers, p. 23, 2008 .

-
- [98] E. Briosso, I. Fofana, B. Robertson et J. Sabau, "Enhancing the Maintenance of Transformer Oils to Diminish the Risk of Blackouts" *Energetica*, vol. 55, pp. 465-469, 2007.
- [99] E. O. Forster, "Progress in the Field of Electric Properties of Dielectric Liquids" *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 25, n° 11, pp. 45-53, 1990.
- [100] J. Tanaka, "Free Radicals in Electrical Insulation" chez *Proceedings of the 19th Symposium of Electrical Insulating Materials*, Osaka, Japan, 1986.
- [101] M. Mousseron-Canet et J. C. Many, *Photochemistry and Molecular Reactions*, Paris: Dunod, 1969.
- [102] C. Mayoux, "On the Degradation of Insulating Materials Withstanding Electrical Stress" *IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 7, 2000.
- [103] J. S. N'cho, I. Fofana, T. Aka-Ngnui et A. Beroual, "Effect of Exposure to Electrical Discharge on Transformer Oil Properties" *International Journal of High Voltage Engineering*, vol. 37, n° 11, pp. 11507- 11513, 2011.
- [104] M. Duval, *Dissolved gas analysis and the Duval Triangle*, IEEE PES Transformer committee meeting, 2006.
- [105] I. 60628, *Gassing of insulating liquids under electrical stress and ionization*, 1985.
- [106] L. Gherardi et B. Vecellio, "Investigation of the gassing properties of dielectric liquids" *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vols. 1 sur 2EI-20, n° 12, pp. 431-435, 1985.
- [107] R. Ferguson, A. Lobeiras et J. Sabau, "Suspended Particles in the Liquid Insulation of Aging Power Transformers" *Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, n° 14, pp. 17-23, 2002.
- [108] R. Ferguson, A. Lobeiras et J. Sabau, "Suspended Particles in the Liquid Insulation of Aging Power Transformers" *Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, n° 14, pp. 17-23, 2002.
- [109] F. E. B. D. Office, *Testing and Maintenance of High-Voltage Bushings*, Denver, Colorado: FIST 3-2 11/91, Facilities Instructions, Standards, and Techniques United States Department of the Interior, bureau of reclamation.
- [110] C. T. Dervos, C. D. Paraskevas, P. D. Skafidas et N. Stefanou, "Dielectric spectroscopy and gas chromatography methods applied on high-voltage transformer oils" *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 13, n° 13, pp. 586-592, 2006.
- [111] A. B. Supatra, "The Latest On-Site Non-Destructive Technique for Insulation Analysis of Electrical Power Apparatus" chez *Weidmann-ACTI Annual Technical Conference*, Novembre, Sacramento, USA, 2004.

-
- [112] Z. T. Yao, T. K. Saha et M. Darveniza, "A New Approach to Interpret the Results of Return Voltage Measurements on Aged Power Transformers" chez The Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Darwin, Australia, 1999.
- [113] A. K. Jonscher, *Dielectric Relaxation in Solids*, New York: Chelsea Dielectrics, 1984.
- [114] A. Seytashmehr, I. Fofana, A. Akbari, H. Borsi et . E. Gockenbach, "Effects on temperature on the dielectric response of transformer" chez 15th International Symposium on High-Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [115] W. A. Young, *An Overview of Lapp Insulator High Voltage Bushing Design*, USA: Lpp Insulator Company. LeRoy.
- [116] L. L. Alston, *High voltage technology*, pp 228-253, ., Oxford University Press London and Colchester, United Kingdom, 1968.
- [117] C. D. Paraskevas, P. Vassiliou et C. T. Dervos, "Temperature dependent dielectric spectroscopy in frequency domain of high-voltage transformer oils compared to physicochemical results" *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 13, n° 13, pp. 539-545, 2006.
- [118] J. P. van Bolhuis, "Applicability of recovery voltage and on-line partial discharge measurements for condition assessment of high voltage power transformers" *Optima Grafische Communicatie*, Vols. 1 sur 2105-153, pp. Rotterdam, Netherland, 2002.
- [119] S. Okabe, M. Yamada, S. Sato et E. Mori, "A Diagnostic Method Based on RVM (Return Voltage Measurement) for Condenser Bushings with Oil Paper Insulation Systems" *Electrical Engineering in Japan*, vol. 130, n° 11, pp. 21-29, 2000.
- [120] T. K. Saha et P. Purkait, "Effects of temperature on time-domain dielectric diagnostics of transformers" *Australian Journal of Electrical & Electronics Engineering*, vol. 1, n° 13, pp. 157-162.
- [121] T. K. Saha, "Review of Time-Domain Polarization Measurements for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers" *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n° 14, pp. 1293-1301, 2003.
- [122] M. Aguet et M. Ianoz, "Haute Tension, *Traité de l'électricité*, vol. XXII," Montreux, Suisse, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1990, pp. 135-139.
- [123] T. K. Saha et Z. T. Yao, "Experience With Return Voltage Measurements for Assessing Insulation Conditions in Service-Aged Transformers" *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n° 11, pp. 128-135, 2003.

-
- [124] K. Karkkainen, A. Sihvola et K. Nikoskinen, "Analysis of a three-dimensional dielectric mixture with finite difference method"IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, vol. 39, n° 15, pp. 1013-1018, 2001.
- [125] A. Balana, W. Ellison et G. Vicq , "Modélisation des propriétés diélectriques de milieux hétérogènes liquids hétérogènes par un réseau d'impédances à trois dimensions"Journal of physics (France), pp. 2291-2302, 1994.
- [126] E. Tuncer, Y. Serdyuk et S. Gubanski, "Dielectric mixtures: electrical properties and modelling"IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 9, n° 15, pp. 809-828, 2002.
- [127] G. G. Raju, Dielectrics in Electric Fields, New York: Marcel Dekker, 2003.
- [128] C. T. Dervos, C. D. Paraskevas, P. Skafidas et P. Vassiliou, "Dielectric Characterization of Power Transformer Oils as a Diagnostic Life PredictionMethod"IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 21, n° 11, p. 2005, 11-19.
- [129] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi et E. Gockenbach, "I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Challenge of Mixed Insulating Liquids for Use in High-Voltage Transformers, Part 1: Investigation of Mixed Liquids"IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, n° 13, pp. 18-31, 2002.
- [130] M. Kurtinec, R. Hamar et J. Pihera, "Dielectrics Complex Permittivity Models of Composite" chez IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Winchester, UK, 2007.
- [131] P. Robert, Matériaux de électrotechnique, Édition Georgi Suisse, 1979.
- [132] P. Neelakantaswamy, R. Turkman et T. Sarkar, "Complex permittivity of a dielectric mixture: corrected version of Lichteneckerapos's logarithmic law of mixing"Electronics Letters, vol. 21, n° 17, pp. 270-271, 1985.
- [133] D. P. Almond et B. Vainas, "[11] The dielectric properties of random R-C networks as an explanation of the universal power law dielectric response of solids"Journal of physics. Condensed matter, vol. 11, n° 146, pp. 9081-9093, 1999.
- [134] C. Menguy, "Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides" chez D2310, Techniques de l'ingénieur, 2007, pp. 1-29.
- [135] R. Fournié et R. Coelho, "Diélectriques Bases théoriques" chez D2300, Techniques de l'ingénieur , 2007, pp. 1-17.
- [136] J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaicha,, Y. Hadjadj et M. Farzaneh, "An Environmentally Friendly Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers"IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 26, n° 13, pp. 35-42, 2010.