



République Algérienne Démocratique et
Populaire Ministère de l'enseignement
Supérieur



et de la Recherche scientifique

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et
Technologie Filière : Génie
Électrique Spécialité: Réseaux
Électrique

Thème

**Etude électro-statistique du comportement de l'huile de
transformateur de puissance**

Réalisé par :

HOMMADI AZZEDDIN
MERIGA MOHAMMED BACHIR
GUIDA LAID

Dirigé par :

Dr. TALAL GUIA

Année universitaire 2019/2020

Dédicaces

Chaleureusement, nous dédions ce modeste travail :

A la lumière de notre vie, mes chers parents, en
témoignage de leur
amour et de leur sacrifice sans limites ; nous leurs
souhaite une

bonne santé, que Dieu me les garde

A mes frères et soeurs

A tous mes amis

A tous mes collègues de la promotion 2020

A tous ceux qui m'aiment

Remerciements

Nous remercions cordialement M. Guia Talal d'avoir choisi le titre du travail que nous avons effectué, et nous le remercions également pour sa gentillesse et sa patience dans le suivi.

Nous remercions également tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin

Nous remercions tous les professeurs du
Département de génie électrique de l'Université
El Shahid Hama Lakhdar

ملخص

يترتب على عدم توفر محول الطاقة بشكل عام عواقب مالية خطيرة على مشغلي الشبكات الكهربائية. يعتمد الأداء السليم لمحولات الطاقة بشكل كبير على العزل الكهربائي (الزيت / الورق) والتحكم في درجة حرارتها.

يتعلق عملنا بدراسة سلوك العوازل السائلة (الزيت) للمحولات ، تخضع محولات الطاقة بمرور الوقت لتغيير كيميائي تحت تأثير الحرارة وعوامل أخرى مثل الأكسجين و الرطوبة.

Résume

L'indisponibilité d'un transformateur de puissance a généralement de lourdes conséquences financières pour les exploitants des réseaux électriques. Le bon fonctionnement des transformateurs de puissance repose en grande partie sur leur isolation électrique (huile/ papier) et sur le contrôle de leur température.

Notre travail porte sur l'étude du comportement de, Les isolants liquides (huile) pour le transformateurs, transformateurs de puissance subissent avec le temps une altération chimique sous l'influence de la chaleur et d'autres agents tels que l'oxygène et l'humidité.

Abstract

The unavailability of a power transformer generally has serious financial consequences for the operators of the electrical networks. The proper functioning of power transformers is largely based on their electrical insulation (oil / paper) and on controlling their temperature.

Our work concerns the study of the behaviour of, Liquid insulators (oil) for transformers, power transformers undergo over time a chemical alteration under the influence of heat and other agents such as oxygen and l 'humidity.

sommaire

INTRODUCTIO GENERALE.....	1
Chapitre I Généralité Sur Les Transformateur Electriques De Puissance.....	
I.1 Introduction.....	3
I.2. Historique.....	3
I.3. Définition de transformateur.....	3
I.4. Utilisations de transformateur de puissance.....	3
I.5. Types des transformateurs des puissances.....	4
1.5. 1. Transformateur de distribution et de puissance.....	4
1.5. 2.Auto transformateur.....	5
1.5. 3. Transformateur triphasé.....	5
I.6 Les composants de base du transformateur.....	5
I.6.1 Partie active.....	5
I.6.2 Circuit magnétique.....	6
I.6.3 Enroulements.....	6
I.6.4 Isolants A.....	6
I.6.5 Cuve et couvercle.....	7
I.6.6.Traversées.....	8
I.6.7 Equipements.....	8
I.7 Principe de fonctionnement.....	10
I.7.1 Conversion.....	10
I.7.2 Couplages.....	11
I.7.3 Schéma équivalent d'un enroulement de transformateur.....	12
I.8 Caractéristique d'un transformateur de puissance.....	12
.9 Défauts affectant les transformateurs.....	13
I.9.1 Défauts entre spires.....	13
I.9.2 Défauts entre enroulements.....	13
I.9.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre.....	14
I.9.4 Défauts liés à la Technologie.....	14
I.10 Protection des transformateurs.....	16
I.10.1 Protections interne.....	16
I.10.2 Protections externe.....	17
I.11 Maintenance des transformateurs.....	18
I.12 Conclusion.....	18
Chapitre II Revue de littérature sur les méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance.....	
II.1.Introduction.....	19
II.2. Défaillances et causes et statistiques.....	19
II.3. Gestion de la vie du transformateur.....	21
II.4. Diagnostic.....	23
II.4.1.Le rôle du diagnostic dans l'inspection des défauts naissants.....	24
II.5. Surveillance et méthodes de diagnostic.....	24
II.5.1. Techniques traditionnelles.....	24
II.5.2 Techniques Modères.....	32
II.6. Conclusion.....	43
Chapitre III Analyse électro statistique des performances du huile de transformateur.....	
III.1 Introduction	44
III.2 Corrélation du champ électrique provoquant les décharges électriques en fonction	

Sommaire

d'humidité dans l'huile de transformateur	44
III.2.1 Etude expérimentale	44
III.2.2 Modélisation et estimation de l'influence d'humidité sur la rigidité diélectrique.....	44
III.2.3 Etude de la variation des variables du modèle (séries des essais expérimentales).....	45
III.2.4 Estimation et diagnostique du modèle.....	46
III.3Corrélation du facteur des pertes diélectriques en fonction de la température d'huile de transformateur	48
III.3.1 Etude expérimentale	48
III.3.2 Modélisation et estimation de l'influence de la température d'huile de transformateur sur le facteur des pertes diélectriques.....	49
III.3.3 Etude de la variation des variables du modèle (séries des essais expérimentales).....	49
III.3.4 Estimation et diagnostique du modèle.....	50
III.4.Conclusion.....	52
CONCLUSION GENERALE.....	53
BIBLIOGRAPHIES.....	55

Listes des figures

Chapitre I

Figure I 1.transformateur de puissance	4
Figure I 2.Transformateur de puissance	5
Figure I 3.Partie active vue coté BT	5
Figure I 4.Partie active vue coté HT	5
Figure I5 .circuits magnétiques de différents noyauxi	6
Figure I 6.enroulement d'un transformateur	6
Figure I 7.cuve d'un transformateur.....	7
Figure I 8.: couvercle d'un transformateur.....	8
Figure I 9.Traversées d'un transformateur triphasé	8
Figure I 10.Changeur de prise en charge.....	8
Figure I 11.Radiateur et ventilateur.....	9
Figure I 12.conservateur d'huile d'un transformateur	9
Figure I 13.principe de conversion.....	10
Figure I14 .circuits monophasés.....	11
Figure I 15.circuit triphasés.....	11
Figure I16 .Couplage étoile-étoile.....	11
Figure I17 .Couplage étoile-triangle	12
Figure I18 .couplage zigzag	12
Figure I 19.schéma équivalent d'un enroulement	12
Figure I 22.soupape de surpression	16
Figure I 20.Relais Buchholz.....	16
Figure I 21.Relais Buchholz.....	16

Chapitre II

Figure. II 1Modèle typique des défaillances des transformateurs « Courbe en baignoire »	20
Figure. II 2.Stratégies de maintenance	21
Figure. II 3.Performance de l'état des équipements de puissance et la courbe de Mont singer	22
Figure. II4 .Gassing (formation de gaz) de l'huile	28
Figure. II 5 .Circuit simplifié de la mesure par RVM	34
Figure. II 6 .Exemple de mesure par RVM	35
Figure. II 7 . Courbes de la réponse en tension maximale en fonction du temps de charge pour différents transformateurs d'âge différents [39].	35

Figure. II 8.Circuit simplifié de la mesure par PDC [35].....	36
Figure. II 9.Allure des courbes de polarisation et de dépolarisation.....	37
Figure. II 10.Déformation axiale de bobine	39
Figure. II 11.La réponse fréquentielle avant et après un court- circuit	40

Chapitre III

Figure III. 1.Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur .	44
Figure III. 2.Histogramme des valeurs du champ électrique dans l'huile de transformateur. .	45
Figure III. 3.Histogramme des valeurs d'humidité dans l'huile de transformateur	46
Figure III. 4.Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur .	47
Figure III. 5.Variation du facteur des pertes diélectriques en fonction de la température	48
Figure III. 6.Histogramme des valeurs du champ électrique dans l'huile de transformateur ..	49
Figure III. 7.Histogramme des valeurs du Température dans l'huile de transformateur	50
Figure III. 8.Influence de Température sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur	51

Liste des tableaux

Chapitre I

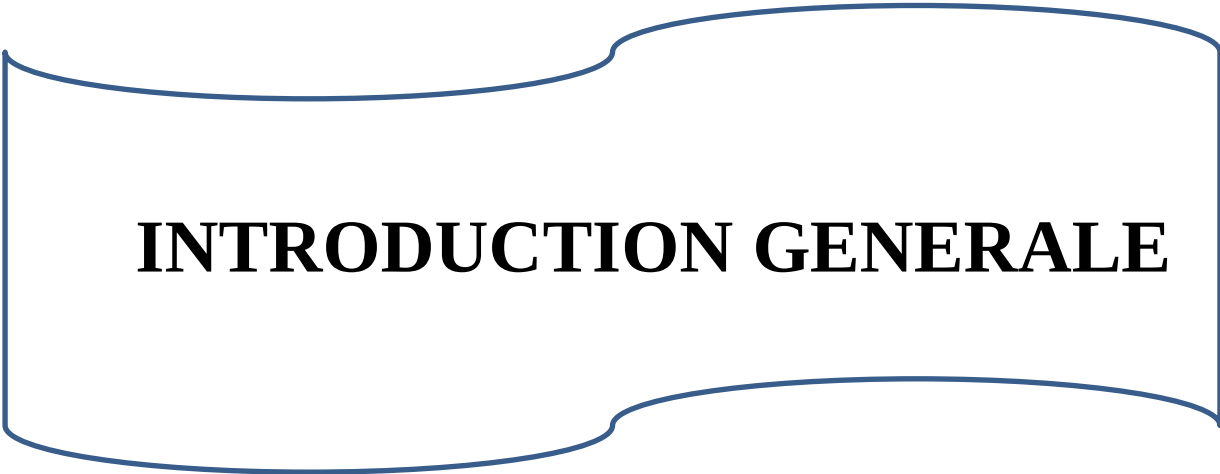
Tableau I1 .Synthèse des contraintes en exploitation et conséquences.....	15
---	----

Chapitre II

Tableau II1 Causes de défaillances des transformateurs.....	20
Tableau II2 .Solubilité de l'eau pour différents liquides isolants à température ambiante [22.25].	27
Tableau II3 .Mesure directe sur papier cellulosique	29

Chapitre III

Tableau III1 ..Les résultats statistiques du modèle estimé	46
Tableau III2 ..Les résultats statistiques du modèle estimé	50



INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs de puissance sont des composants essentiels du système de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ils constituent l'un des éléments les plus chers et il est donc fondamental qu'ils fonctionnent correctement durant de nombreuses années. La plupart des transformateurs de puissances à travers le monde sont remplis de liquides isolants. Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique que le transport de chaleur. En effet, en plus de leurs propriétés diélectriques, ils ont de bonnes propriétés de dissipation de chaleur comparés aux isolants solides et gazeux. L'huile minérale constitue le liquide le plus communément employé dans les transformateurs de puissance ; d'une part pour ses propriétés physico-chimiques, et d'autre part pour son faible coût

Tout au long de leur utilisation, les huiles isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes : électrique, thermique, chimique etc., et en fonction du temps leurs propriétés peuvent progressivement se dégrader. Ce phénomène de dégradation est connu sous le nom de vieillissement. Il est causé essentiellement par la présence d'oxygène et d'humidité, l'augmentation de la température et l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules), pouvant être le siège de micro-décharges qui décomposent l'huile en générant des gaz

Le vieillissement thermique de l'huile a fait l'objet de nombreuses études pendant les dernières années. La première conclusion dégagée est que la contrainte thermique accélère le vieillissement et affecte les caractéristiques électriques telles que le facteur de pertes diélectriques, la tension de claquage, la résistivité et la permittivité relative , ainsi que les caractéristiques physico-chimiques telles que l'acidité, la teneur en eau, la viscosité etc.. Dans d'autres travaux, les causes essentielles de cette dégradation ont été décelées , et l'humidité est le facteur le plus dangereux amenant à la décomposition des hydrocarbures constituant l'huile, et par conséquent à la génération de décharges partielles et d'arcs électriques. L'analyse des gaz dissous (DGA) permet de donner une image exacte de la dégradation de l'huile et de la cause de cette dégradation affectant l'isolation

Du fait que les transformateurs de puissance sont très coûteux, l'isolation doit supporter sans défaillance plusieurs contraintes ; électriques, thermiques et chimiques, et cela pendant une durée de vie pouvant aller jusqu'à 40 ans . La surveillance des transformateurs en service devient donc systématique. Cette surveillance est assurée grâce à des essais sur l'isolation, et particulièrement sur l'huile isolante pour prévoir la durée de vie et le stade de vieillissement atteint par l'isolation.

Introduction générale

Nos travaux de recherche consistent à caractériser les propriétés diélectriques et physicochimiques de l'huile minérale BORAK 22, utilisée par la SONELGAZ dans l'isolation des transformateurs de haute tension, quand elle est soumise à un vieillissement thermique et humidité .

Chapitre I
Généralité Sur Les Transformateur
Electriques De Puissance

I.1 Introduction:

Le transformateur est un appareil statique à induction électromagnétique destiné à transformer un système de grandeurs variables à un autre système des courants et des tensions généralement différentes mais de même fréquence.

Les transformateurs de puissance permettent très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée, puis d'abaisser ensuite cette tension étape par étape, pour alimenter les réseaux de distribution régionale et locale jusqu'à la tension d'alimentation domestique. Les tensions des transformateurs utilisées pour le transport ont évolués dans le temps et leurs valeurs ont augmentés afin de permettre le transport de quantité d'énergie de plus en plus élevée.[1]

I.2. Historique:

En 1820, Hans Christian Oersted, physicien danois a découvert qu'un conducteur véhiculant un courant génère un champ magnétique. Quelques années plus tard, en 1830, Josef Henry donne corps aux notions d'induction et de self-induction. En 1831 l'anglais Michael Faraday a une série d'expériences avec un appareil constitué d'un anneau de fer d'enroulements de fil cuivre isolé.

En 1832 Lucien Goulard (1850-1880), jeune électricien français, chimiste de formation, présente à la société Française des Électriciens un « générateur secondaire », dénommé depuis Transformateur [2]

I.3. Définition de transformateur:

Le transformateur est une machine électrique statique, appelé aussi convertisseur statique à induction, il comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, destiné à transformer la tension et le courant alternatifs, à une tension et courant alternatifs de même fréquence mais d'amplitudes différentes selon les besoins d'utilisation [2].

Selon CEI «le transformateur de puissance est appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique » [3].



Figure I 1.transformateur de puissance

I.4. Utilisations de transformateur de puissance:

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels

- la sortie des centrales électriques,
- transport d'énergie électrique,
- distribution d'énergie électrique,
- les applications industrielles (transformateur de four et sous-station ferroviaires).

Un transformateur peut assurer deux fonctions :

- élever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée,
- assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques) [2].

I.5. Types des transformateurs des puissances:

1.5.1. Transformateur de distribution et de puissance:

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

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haut tension seront des transformateurs de puissance (Figure I.2). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV. [4]

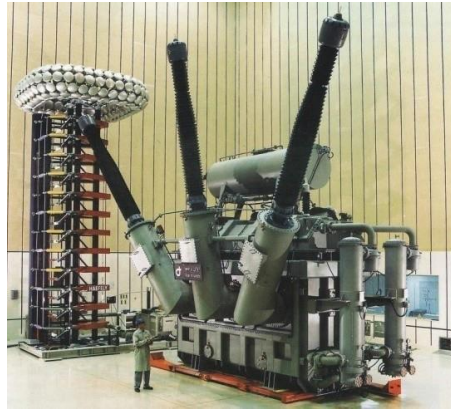


Figure I 2. Transformateur de puissance

1.5.2 Autotransformateur:

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un transformateur, à puissance traversant égale. Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Etant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second. Dans la présente étude sur le diagnostic de défauts, les autotransformateurs de puissance seront assimilés aux transformateurs de puissance dont la construction et le fonctionnement sont très proches. [4]

1.5.3 Transformateur triphasé:

Dans les réseaux industriels l'énergie électrique est principalement transportée en triphasé, où sont par suite utilisés les transformateurs triphasés. Cependant pour des questions de gabarit de transport, ou d'unités de secours, il peut arriver que trois transformateurs monophasés distincts soient couplés en montage triphasé extérieurement [4]

I.6 Les composants de base du transformateur:

I.6.1 Partie active:

Elle est composée principalement de trois éléments (circuit magnétique, enroulements, isolants). Comme il est indiqué sur les figures I.3 et I.4 suivantes [1]



Figure I 4. Partie active vue coté BT Figure I 3. Partie active vue coté HT

I.6.2 Circuit magnétique:

Depuis plusieurs années les circuits magnétiques sont constitués de tôles magnétiques de fer laminées à froid, dites à « cristaux orientés », permettant un passage optimum du flux magnétique dans leur sens, isolées en surface avec de la Carlitte, qui est un revêtement minéral isolant. Le choix des tôles et le calcul du circuit magnétique complet sont fonction de l'induction souhaitée dans celui-ci, de l'épaisseur des tôles et de leurs pertes spécifiques. [4]



Figure I 5 .circuits magnétiques de différents noyau

I.6.3 Enroulements:

Permettent le transfert de la puissance du primaire vers le secondaire (tertiaire) tout en modifiant la tension. Ces deux enroulements ont toujours un nombre de spire différent répartie dans plusieurs galettes en série (figure I.6), La section de la spire est constituée de plusieurs fils (leurs nombres et leurs dimensions dépendent de la valeur du courant). [1]

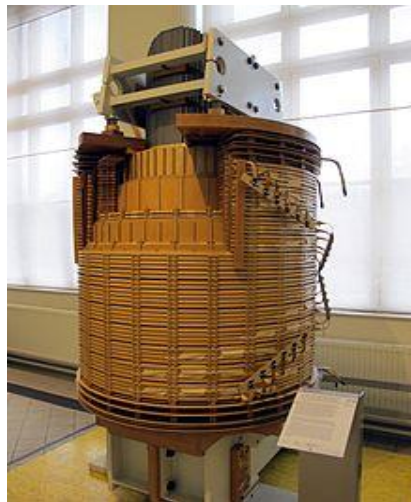


Figure I 6.enroulement d'un transformateur

I.6.4 Isolants :

L'intérieur d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolants :

- Isolant solide à base de cellulose (isolations entre spires, entre enroulements, entre enroulements et masse.....)
- Isolation liquide (huile) en remplaçant tous les espaces d'air par l'huile.

I.6.5 Cuve et couvercle:**a- La cuve :**

La cuve doit être construite selon le calcul thermique du transformateur, elle doit satisfaire aux exigences suivantes :

- Résistance mécanique et rigidité nécessaire pour toute déformation sous l'effet du poids de la partie active et l'huile qui s'exerce sur elle.
- Elle doit être réalisée avec une bonne et anchoité à l'huile et aussi présenter une grande surface d'échange de chaleur avec le milieu extérieur. Pour cela, on doit prévoir une cuve qui est faite en tôles avec ondulations qui ont une profondeur relative à la chaleur dissipée. La figure I.7 montre la cuve d'un transformateur. [5]



Figure I 7.cuve d'un transformateur.

b- Le couvercle :

C'est un élément important de la cuve il présente la partie supérieure du transformateur, sur lequel sont disposés plusieurs éléments :

- Borne HT.
- Borne BT.
- Pattes de suspension.
- Trous pour l'emplacement.
- Prise de terre.
- Poches thermomètres.
- Manette de réglage de la tension et dispositifs de fixation des éclateurs.

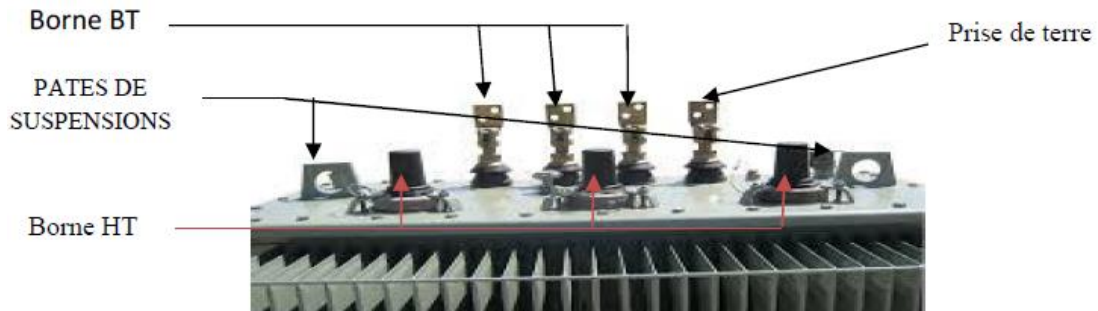


Figure I 8.: couvercle d'un transformateur

I.6.6.Traversées

Les traversées ont pour rôle d'assurer a travers le couvercle la liaison électrique entre les extrémités des enroulements d'une part, et les lignes d'arrivée d'autre part. Elles permettent d'avoir une bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle. [5]

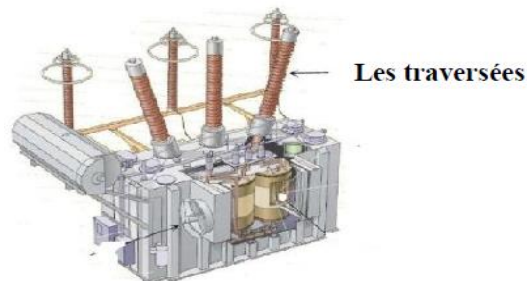


Figure I 9.Traversées d'un transformateur triphasé

I.6.7 Equipements

A. Changeur de prise en charge

Le changeur de prise en charge (figure I.10), permet de modifier le rapport de transformation lorsque le transformateur est en fonctionnement, c'est un régulateur de tension.



Figure I 10.Changeur de prise en charge

B. Refroidissements

Le système de refroidissement du transformateur de puissance est assuré par des radiateurs placés aux deux faces du transformateur et une série de ventilateurs placés soit au-dessous ou en face des radiateurs comme c'est indiqué sur la figure I.11 :



Figure I 11.Radiateur et ventilateur

C. Conservateur

Le conservateur est un réservoir d'huile placé au-dessus du transformateur pour :

- Absorber les modifications de huile dues aux variations de température
- Sécher l'air pour empêcher l'humidité de l'air de pénétrer dans l'huile.
- Contient un ballon en nitrile pour empêcher le contact d'air avec l'huile.
- Contient un niveau d'huile pour indiquer le niveau en fonction de température et donne une alarme en cas de niveau trop bas



Figure I 12.conservateur d'huile d'un transformateur

I.7 Principe de fonctionnement

I.7.1 Conversion

Transformateur monophasé : Un transformateur monophasé comprend essentiellement deux circuits électriques bobinés sur un circuit magnétique commun constitué par un empilage de tôles (figure. I.13).

Le rôle de ce circuit magnétique est d'offrir aux flux un chemin préférentiel, en sorte que la majeure partie du flux crée par un enroulement traverse l'autre enroulement. L'un des enroulements dit « enroulement primaire », constitué de (n_1) spires, et relié à une source de tension électrique alternative U_1 .

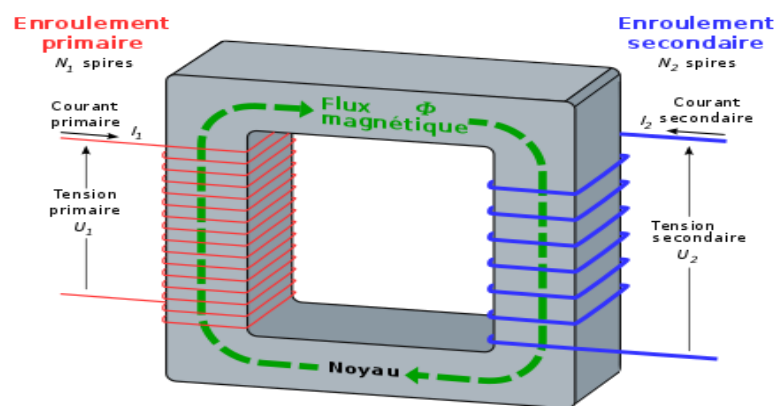


Figure I 13.principe de conversion

Un courant I_1 traverse c'est enroulement et engendre un flux (ϕ) qui est canalisé par le circuit magnétique, traverse l'autre enroulement dit « enroulement secondaire », constitué de (n_2) spires et aux bornes duquel, d'après la loi de FARADAY ($e = -\frac{d\phi}{dt}$) I.1

Apparaît une tension U_2 .

Si on ferme cet enroulement sur un circuit extérieur, un courant I_2 circulera au secondaire. Le rapport de transformation U_2/U_1 dépend évidemment des nombres de spires (n_1) et (n_2).

Transformateur triphasé: un transformateur triphasé peut être constitué par trois transformateurs monophasés (dans le cas de très grosses puissances) et les circuits sont alors distincts.

On peut aussi juxtaposer les trois circuits magnétiques et confondre en une seule branche les trois circuits servant de retour au flux ci-dessous: On obtient alors un circuit magnétique dit à flux forcé[1].

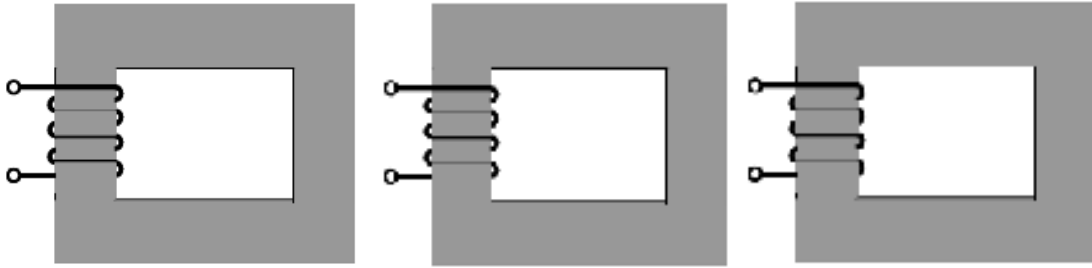


Figure I 14 .circuits monophasés

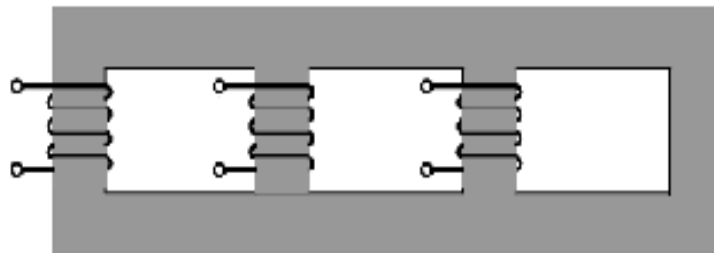


Figure I 15.circuit triphasés

I.7.2 Couplages

Il existe plusieurs façons de connecter les enroulements, pour les transformateurs triphasés de puissance, on rencontre surtout les couplages étoile-étoile et étoile-triangle (figure I.16) et (figure I.17).

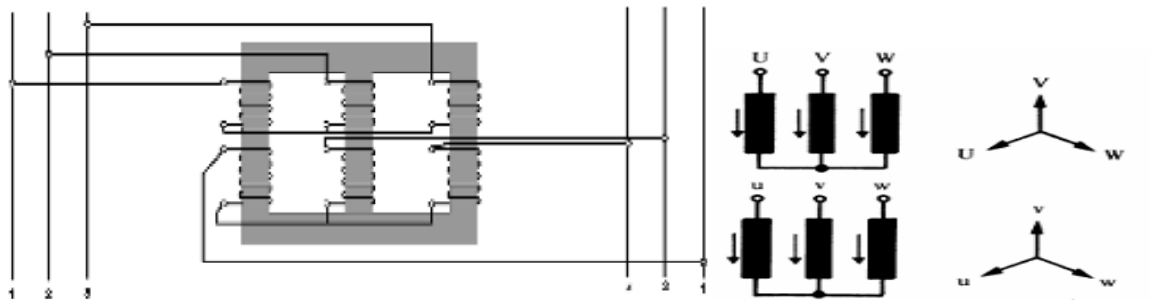


Figure I16.Couplage étoile-étoile

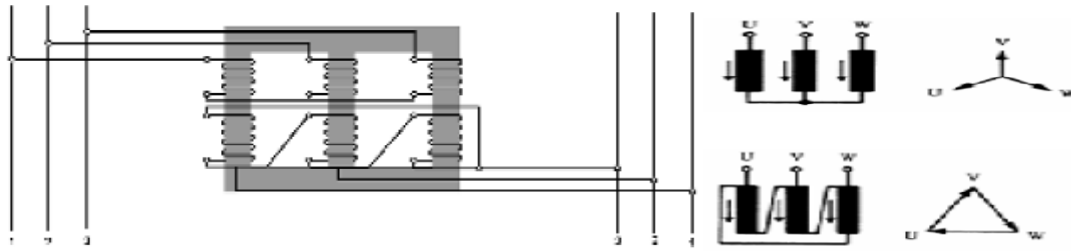


Figure I17.Couplage étoile-triangle

Par ailleurs, pour certains transformateurs de distribution, les enroulements du secondaire sont connectés en «zigzag » (figure I.18). Dans ce cas, chaque bobinage est divisé en deux moitiés sur deux noyaux différents et mises en série en sens inverse.

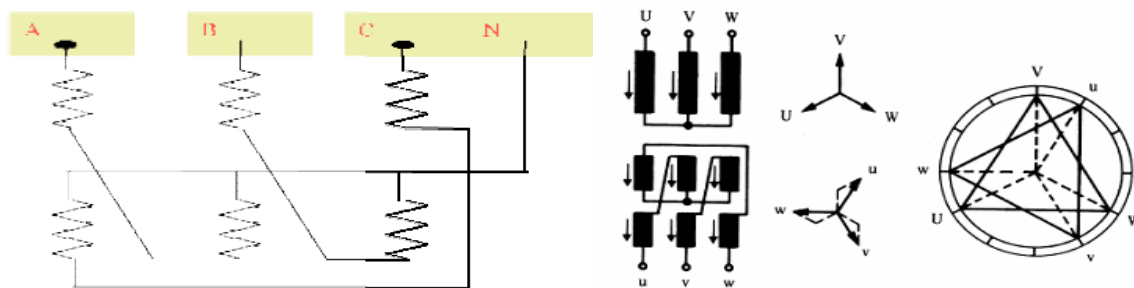


Figure I18.couplage zigzag

I.7.3 Schéma équivalent d'un enroulement de transformateur

L'ensemble circuit magnétique-enroulement des transformateurs peut être considéré comme réseau électrique complexe de capacités, d'inductances et de résistances [4], voir la figure I.19 suivante:

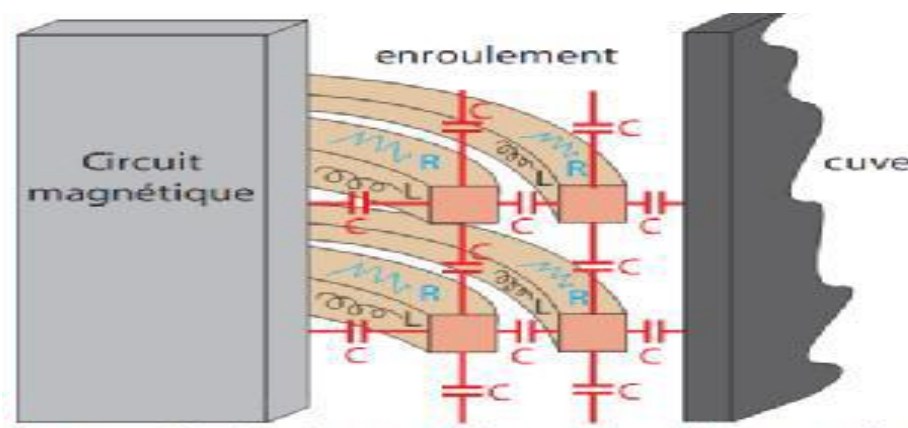


Figure I 19.schéma équivalent d'un enroulement

I.8 Caractéristique d'un transformateur de puissance

Les transformateurs de puissance sont caractérisés par :

- Puissance nominale : définie par la puissance apparente en KVA ou MVA.

- Le rapport de transformation : c'est le rapport entre la tension d'entrée et celle de sortie à vide : $M=U_2/U_1.....I.2$
- Chute de tension : la différence entre la tension secondaire en charge et celle à vide.
- Rapport de courant : le rapport entre le courant primaire à vide et celui en charge.
- Tension de court-circuit : l'essai en court-circuit se pratique en mettant en court-circuit secondaire et en augmentant longuement la tension primaire jusqu'à obtenir dans l'enroulement secondaire le courant secondaire nominal.
- Pertes de puissance : comme toute machine électrique, un transformateur est formé de fer et de cuivre, mais puisqu'il est statique, il est siège de perte des deux matériaux mais pas des pertes mécanique
- Le rendement : toutes les pertes du transformateur étant mesurable, on peut exprimer le rendement vrai de cet appareil :

$$\frac{\text{puissance de sortie}}{\text{puissance d'entrée}}$$

I.3

I.9 Défauts affectant les transformateurs

I.9.1 Défauts entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement haute tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court-circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courant important, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement [6]

I.9.2 Défauts entre enroulements

Les défauts entre enroulements HT et BT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut élevés, jusqu'au courant de court-circuit du réseau en cas de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très importantes. Certaines localisations particulières, comme un défaut entre enroulements au voisinage des connexions de point neutre d'un couplage étoile, s'apparentent à un défaut entre spires car les points venant en contact ne sont pas à des tensions très différentes. [6]

I.9.3 Défaits à la masse et influence du régime de neutre

Les défauts entre enroulement HT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur. Dans le cas d'un réseau haute tension à neutre relié à la terre par une impédance et non distribué, le défaut fera apparaître un courant à la terre fonction de l'impédance du neutre et de la position du défaut sur l'enroulement. Dans le cas d'un courant de défaut très faible, on retrouve un risque de montée en pression lente comme pour les défauts entre spires. Dans le cas d'un réseau à neutre accordé (mis à la terre par une bobine de Petersen), le défaut d'isolement d'un transformateur immergé va présenter un caractère auto-extincteur récurrent. La faible valeur du courant de défaut permet son extinction spontanée dans l'huile et la réapparition progressive de la tension, caractéristique d'un réseau à neutre accordé, entraîne un claquage quelques centaines de millisecondes plus tard. La fréquence du phénomène va augmenter s'il y a dégradation progressive par les claquages successifs entraînant une baisse de tenue diélectrique. Dans le cas d'un réseau à neutre relié directement à la terre et distribué (réseau à 4 conducteurs), la présence d'un courant de neutre est normale, du fait de l'existence de charges monophasées, et l'apparition d'un défaut va augmenter le courant dans le neutre et ceci en fonction de l'impédance du tronçon d'enroulement non court-circuité. [6]

I.9.4 Défaits liés à la Technologie

Les défaillances internes aux transformateurs sont majoritairement la conséquence de sollicitations externes (surtensions, surintensités). Nous avons vu précédemment les différents modes de défaillance et la manière dont la situation peut évoluer. Toutefois, d'autres possibilités de défaillance sont envisageables selon les technologies de transformateurs.

Transformateurs immergés Une fuite de diélectrique non diagnostiquée à temps aboutira à un défaut électrique par perte d'isolation en haut des bobinages. Une telle fuite peut être initiée par la corrosion de la cuve, ou par un choc par exemple. La pollution du diélectrique, par présence de particules issues de la cuve, du noyau ou des isolants.

Transformateurs à isolation solide Des contraintes mécaniques anormales (chocs, efforts de serrage de connexions...) peuvent fissurer l'isolant, permettant des amorçages entre spires ou vers des masses avoisinantes. La fissuration d'isolant peut également être la conséquence d'un vieillissement thermique anormal lié à une mauvaise utilisation du transformateur. Des

imperfections de moulage de l'isolation solide peuvent donner naissance au phénomène de décharges partielles, si des bulles sont présentes dans l'isolant à des endroits à champ électrique élevé. Ce phénomène provoque une dégradation interne de la matière jusqu'à l'apparition d'un défaut majeur. La présence de polluants externes (poussières) sur de tels transformateurs perturbe la répartition des contraintes diélectriques en surface jusqu'à l'apparition de défauts d'isolement. L'approche de masses métalliques à une distance inférieure à la distante prescrite par le constructeur peut créer localement une contrainte excessive pour l'isolation. Une synthèse des contraintes en exploitation et de leurs conséquences est présentée tableau I.1 [6]

Tableau II.Synthèse des contraintes en exploitation et conséquences

Contrainte	Cause possible	Défaillance la plus probable	Manifestations initiales
Surintensions	*Choc de foudre proche. *Manœuvres du réseau.	*Claquage entre spires HT *Claquage entre enroulement et masse	*Dégagement gaz ou fumée. *Faible augmentation du courant de phase
Surintensité faible	*Surcharge *Défaut impédant sur réseau BT	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	*Dégagement gaz ou fumée *Faible augmentation du courant de phase
Surintensité violente	* Défaut BT proche	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires et déplacements de bobines	* Evolution rapide et aléatoire vers un défaut d'enroulements
Vieillissement	*Cumul des contraintes antérieures	*Claquage entre spires HT *Evolution possible à la terre	*Dégagement gaz ou fumée *Faible augmentation du courant de phase *Courant à la terre

I.10 Protection des transformateurs

I.10.1 Protections interne

Les protections d'un transformateur peuvent avoir pour but, soit de soustraire le transformateur à une contrainte excessive, soit de limiter les conséquences d'un défaut interne [4].

Pour la détection des défauts, le transformateur est équipé des protections : internes et externes.

I.10.1.A Relais Buchholz

Ce capteur (figure I.20 -21) permet de détecter toute sorte de dégagement de gaz à l'intérieur du transformateur, et provoque le déclenchement instantané du transformateur.

Il permet aussi à l'exploitant de tester le gaz emmagasiné dans ce relais et voir s'il est inflammable ou pas et ce pour statuer sur l'état du transformateur.



Figure I 20. Relais Buchholz



Figure I 21. Relais Buchholz

I.10.1.B Soupape de surpression

Cette soupape (figure I.22) est une protection utilisée pour :
Décharger instantanément la surpression interne du transformateur ($\Delta P = 0.7 \text{ bar}$).
Déclenchement instantané du transformateur avec verrouillage.



Figure I 22. soupape de surpression

I.10.1.C Thermomètre

Une image thermique dont l'élément de mesure est prolonge à l'intérieur d'un doigt de gants fixé sur le couvercle de la cuve.

I.10.2 Protections externe**I.10.2.A les relais**

A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. ils sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils prédéterminés et qui donnent, automatiquement des ordres d'action ou une alarme lorsque la grandeur surveillée dépasse le seuil.

Le rôle de protection et de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que : court-circuit, variation de tension, dysfonctionnement d'une machine.

I.10.2.B Fusible à haut pouvoir de coupure

Cette protection a le double rôle de protéger le transformateur dans le cas de surintensités du courant de forte amplitude, ou de limiter les conséquences d'un défaut interne.

Le fusible ou le disjoncteur placé en amont de l'enroulement à haute tension ont plutôt pour but de protéger le réseau.

I.10.2.C Parafoudre et éclateur de protection

Leur rôle est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières.
- Soit les coups de foudre en ligne.
- Soit un défaut d'isolement en ligne.

I.10.2.D Protection différentielle

Compare les courants entrants et sortants du transformateur :

- $\Delta I = 0$ en service normal sans défaut et en cas de défaut externe (en dehors de la zone protégée).
- $\Delta I \neq 0$ pour un défaut interne (à l'intérieur de la zone protégée)

I.11 Maintenance des transformateurs

L'objectif de la maintenance est d'assurer la fiabilité, la disponibilité et la durée de vie des installations [4]. Elle est basée essentiellement sur le contrôle de :

- **Aspect générale :** périodicité chaque mois
 - Contrôle général.
 - Propreté.
 - Etat extérieur des bornes.
 - Etat de la peinture.
 - Bruit.
- **Humidité :**
 - Périodicité chaque mois
 - Contrôle de l'état de dessiccateur « silicagel »
 - Mesure de l'humidité dans le papier.
- **Groupes de réfrigération :**
 - Permutation des groupes de réfrigération (périodicité 3 mois).
 - Nettoyage des radiateurs (périodicité 1 ans).
 - Remplacement des enroulements des ventilateurs (périodicité 8 ans).
- **Huile :**
 - Analyse physico-chimique (périodicité 2 ans).
 - Analyse de gaz dissous.
 - Analyse des composés furaniques.
- **Bornes de traverses :**
 - Contrôle des niveaux d'huile ou des pressions (périodicité 6 mois).
 - Nettoyage des porcelaines (périodicité de 6 à 12 mois).
- **Contrôle de l'étanchéité :** périodicité chaque ans
 - Les vannes
 - Couvercle
 - La soupape de surpression.

I.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons couvert les généralités sur les convertisseurs. Pouvoirs: sa constitution, ses principes, ses demandes et ses applications. Les caractéristiques et fonctionnalités qui nous ont permis de le concevoir et de l'utiliser pour la simulation Circuits électriques.

Chapitre II

Revue de littérature sur les méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance

II.1.Introduction.

Les transformateurs de puissance sont des organes vitaux dans le réseau de transport et de distribution de l'énergie électrique, une défaillance peut entraîner des pannes de réseau aux conséquences extrêmement coûteuses, la dérégulation du secteur de l'énergie a conduit à de fortes pressions sur le coût, aussi cette évolution oblige les utilisateurs de transformateurs à passer d'une maintenance périodique à une approche moins coûteuse reposant sur l'inspection ou l'évaluation de l'état du matériel, surtout au moment où la durée de vie moyenne des transformateurs en service a augmenté et rapprochant la fin de vie nominale; l'orientation vers cette démarche conduit à la réduction ou même l'élimination de ce qu'on appelle la maintenance périodique. Au lieu de faire l'entretien à un intervalle régulier, la maintenance n'est effectuée que si l'état de l'équipement lui impose. Donc il y a un besoin croissant de meilleurs outils de diagnostic et de surveillance non-destructifs pour évaluer l'état interne de nos transformateurs. S'il y a un problème, le transformateur peut être alors réparé ou remplacé avant qu'il ne tombe en panne. Plus le transformateur vieillisse plus le contrôle régulier de leur bon fonctionnement devient important.

Le présent chapitre décrit les différentes méthodes et les essais trouvés dans la littérature permettant à l'ingénieur technicien de prendre une idée claire sur l'état interne de leurs transformateurs en défaut ou même des transformateurs vieillissants mais non-défaillants. Via une interprétation adéquate des résultats de ces essais on peut arriver à remédier au problème et protéger de nos transformateurs, et par conséquent prolonger leurs durées de vie, en évitant tous les frais supplémentaires associés à l'opération de remplacement d'un nouveau transformateur.

II.2. Défaillances et causes et statistiques :

Les défaillances dans les transformateurs de puissances sont parmi les causes les plus fréquentes de l'interruption de longue durée du service de l'alimentation des réseaux électriques, accompagnée de sérieuses répercussions sur la fiabilité du système électrique.

La défaillance d'un transformateur peut se produire en raison de différentes causes et conditions, on peut définir une défaillance comme étant [3,8] :

Une panne au niveau du transformateur suivie d'une indisponibilité forcée de service (dommages d'enroulement, défaut dans le changeur de prises...).

- Un problème nécessitant le débranchement du transformateur pour réparation, ou une maintenance extensive sur site (production excessive du gaz, présence d'humidité...).

Les défaillances pouvant apparaître dans un transformateur de différentes manières : électriques, thermiques ou mécaniques, d'origine interne ou externe. Le Tableau 1.1 répertorie certaines causes

typiques de défaillance. En plus qu'ils se produisent dans la cuve principale, les défauts peuvent également se produire dans le changeur de prise, les traversées ou dans d'autres accessoires.

Tableau II 1 Causes de défaillances des transformateurs[3,9]

Causes Interns	Causes Externs
- Détérioration de l'isolation - Perte de serrage d'enroulement - Surchauffe - Contamination solide dans l'huile isolante - Décharge partielle - Défauts de conception et de fabrication	- Surtensions de manœuvres ou atmosphériques - Surcharge

En général, les probabilités de défaillances des transformateurs sont très élevées surtout au début et vers la fin de leur durée de vie théorique. Ceci est souvent représenté par une courbe en baignoire dite « courbe de fiabilité » comme le montre la Figure 1.1. Cette courbe montre que les transformateurs sont plus vulnérables aux défaillances dans les premières années que pendant leur âge mature. Les défaillances dans cette phase (zone A) sont généralement causées par des défauts de conception ou de construction. Cependant, les défaillances qui se produisent dans les premières années sont généralement couvertes par la garantie du fabricant. Dans la deuxième phase (zone B), le transformateur peut fonctionner jusqu'à 30 ans, avec des défaillances mineures. Après cette période, le transformateur devient très vulnérable aux défaillances (zone C). Ceci est dû aux différents phénomènes de vieillissement du transformateur. En effet, le temps nécessaire pour qu'un transformateur soit dans la zone C dépend de la politique de maintenance [3,9].

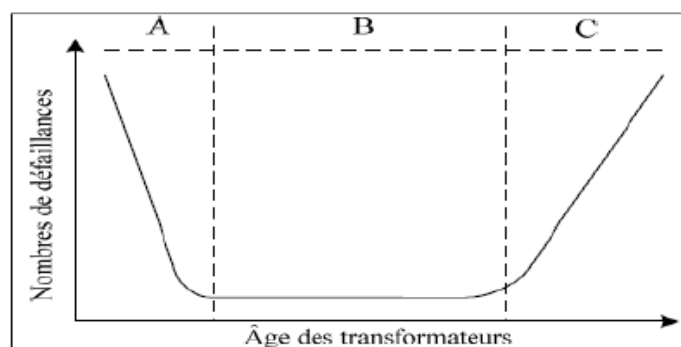


Figure. II 1Modèle typique des défaillances des transformateurs « Courbe en baignoire »

D'après les statistiques établies par William H. et Hartley P. E. entre 1997 et 2001, il a été confirmé que la défaillance des transformateurs est étroitement liée aux défauts d'isolations et que ces risques sont les plus élevés et les plus coûteux en termes de dépenses. Cette défaillance est déclenchée habituellement par les surtensions transitoires (foudre, surtensions de manœuvre), court-circuit, détérioration des enroulements, etc. [8]. Dans une autre enquête effectuée en Afrique du sud, sur 188 transformateurs, les défaillances de 56 d'entre eux ont été causées par le vieillissement de l'isolation [3,9].

II.3. Gestion de la vie du transformateur :

Pour des raisons économiques, la gestion de la durée de vie d'un transformateur a gagné de plus en plus d'importance dans les 10-15 dernières années. L'objectif fondamental est de favoriser la plus longue durée de vie possible et de réduire au minimum les frais d'exploitation. L'importance de ce sujet a mené à beaucoup de recherches dans ce secteur. En général, la vie d'un transformateur est égale à la vie de l'isolation, qui dépend de la rigidité mécanique et électrique des isolants utilisés [7,10,11].

La clé pour arriver à une estimation optimale de la durée de vie de fonctionnement de notre transformateur est de tenir compte des mesures suivantes [7,12]:

□ Une stratégie de maintenance : chaque entreprise a une stratégie de maintenance basée sur une telle philosophie, selon laquelle des mesures et des tests dans des intervalles bien définis sont appliqués. La figure suivante montre les différentes sortes des stratégies de maintenance et l'avantage de chacune par rapport à l'autre (Figure II.3).

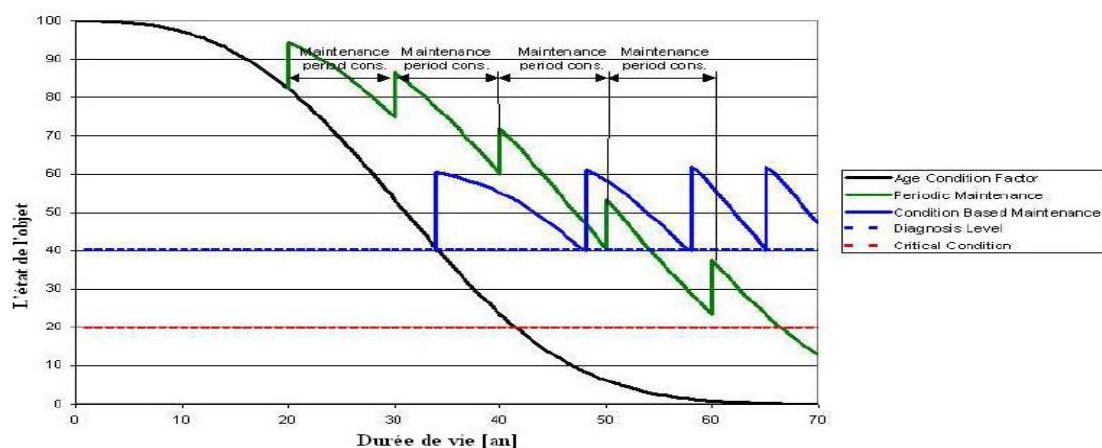


Figure. II 2.Stratégies de maintenance

Mécanisme de vieillissement : le phénomène de vieillissement est complexe et difficile à modéliser, A ce jour, seule l'influence des contraintes thermiques sur l'évolution des propriétés mécaniques et chimiques fait l'objet d'un modèle mathématique [7,13]. Une méthode classique pour

le calcul de la durée de vie d'un transformateur consiste à appliquer la formule d'Arrhenius-Dakin [7,11] :

$$\text{Durée de vie} = Ae^{B/T} \dots \text{II.1}$$

Où A est la vie initiale, B est une constante dépendant du matériau étudié et T la température absolue exprimée en Kelvin.

Empiriquement, En regardant la loi bien connue des Mont singer, la réduction de la durée de vie estimée peut être calculée par la formule de (8°) [7,12]:

$$\text{Durée de vie restante} = 2^{\frac{\theta - 90^\circ\text{C}}{8^\circ\text{C}}} \dots \text{Où } \theta \text{ est la température actuelle.} \dots \text{II.2}$$

Une augmentation de 8°C de la température du transformateur au-dessus de sa valeur admissible (90°C) provoquant une réduction de sa durée de vie à la moitié. La figure II.4 illustre l'effet de la température sur l'état du transformateur et les risques que peuvent se produire si la température excède un certain niveau qui peut être critique.

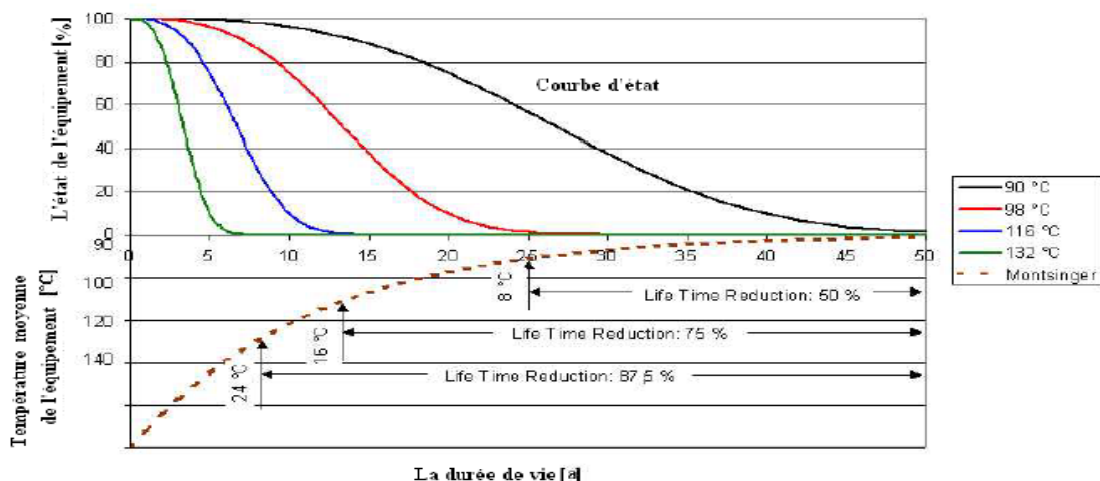


Figure. II 3. Performance de l'état des équipements de puissance et la courbe de Mont singer

En 1944 Montsinger a révisé sa recherche en énonçant que la règle de 8 °C n'est valable que dans les basses températures.

- Evaluation de l'état : Afin de détecter la variation des divers paramètres de fonctionnement des transformateurs de puissance, un grand nombre de capteurs et de méthodes de mesure ont été développés. Ces techniques peuvent être classifiées en deux grands groupes [7,13]:

- mesures dites « off-line » nécessitant l'arrêt du transformateur;
- mesures dites « on-line » mises en œuvre en continu alors que l'unité fonctionne normalement.

Qu'elles appartiennent à l'une ou l'autre des deux catégories, ces méthodes sont utilisées soit indépendamment les unes des autres, soit de manière combinée. Elles permettent aux opérateurs,

dans un premier temps, d'effectuer la surveillance des unités et, le cas échéant si la situation le nécessite, de procéder à un diagnostic de panne. La gestion du cycle de vie est généralement un processus de trois étapes [14] :

- L'estimation des risques d'un groupe de transformateurs.
- L'évaluation de l'état des transformateurs d'une manière individuelle.
- Les décisions du cycle de vie (quitter le service, rénové, remplacé, déménagé...).

La première étape pour une gestion de vie réussie est le processus d'estimation du risque d'une flotte de transformateurs d'une telle entreprise. Dans le sens le plus général, le risque est défini comme « l'incertitude à l'avenir ». Il a deux composantes fondamentales: la fréquence, ou combien de fois des événements indésirables se produisent, et leur sévérité ou les conséquences. Alors l'estimation du risque est un processus de sélection, en utilisant des méthodes statistiques pour identifier et mettre en priorité les transformateurs qui représentent le risque le plus élevé. Mais cela ne s'agit pas d'identifier l'état actuel du transformateur individuel.

La deuxième étape dans le processus, est l'évaluation de l'état, implique une inspection rigoureuse et des essais approfondis sur le transformateur sélectionné montrant la priorité la plus élevée. Les résultats de ce processus aideront la compagnie dans la dernière étape à prendre la décision appropriée à propos de leurs unités. Les décisions pris ce n'est rien d'autre que les pratiques suivantes:

- a) l'unité peut continuer à fonctionner telle quelle est.
- b) Elle peut être modifiée ou rénovée.
- c) D'autres transformateurs doivent être relocalisés ou retirés du service dans le cas échéant.

II.4. Diagnostic

Le diagnostic industriel a pour objet de trouver la cause d'une défaillance. Le dictionnaire Robert donne une définition étymologique: « action de déterminer une maladie d'après ses symptômes » et fait référence à sa racine Grecque « Dia: par, Gnosies. Connaissance » Les industriels et les étudiants en formation technique adoptent quant à eux la définition retenue par AFNOR et CEI [11]:

« Le diagnostic est l'identification de la cause probable de la (des) défaillance(s) à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations provenant d'une inspection, d'un contrôle ou d'un test ».

Cette définition très courte et concise résume les deux tâches essentielles en diagnostic:

- Observer les symptômes de la défaillance.
- Identifier la cause de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur des observations.

II.4.1. Le rôle du diagnostic dans l'inspection des défauts naissants :

Les transformateurs de puissance sont des maillants sensibles dans le réseau électrique. Leur fiabilité affecte non seulement la disponibilité d'énergie électrique de la région alimentée, mais la dépense à l'économie de l'entreprise. Par exemple, une défaillance au niveau d'un transformateur de distribution peut laisser des milliers de maisons sans chaleur et sans lumière, et un endommagement d'un transformateur élévateur à la sortie d'une centrale de production d'électricité peut causer l'arrêt de cette dernière.

Sous la déréglementation de la politique des systèmes électriques, chaque compagnie tente à réduire leur coût de revient, et la prévention des pertes accidentelles devient beaucoup plus importante qu'auparavant. La perte en capital d'un arrêt accidentel du transformateur de puissance se compte souvent par des milliers de dollars pour les pertes de charge seulement, bien sûr sans dire les autres pertes associées à la réparation et au remplacement. En raison de cette incitation économique, des tests préventifs et des surveillances en service sont utiles de prévoir des états défaillants, et de planifier des arrêts de services pour la maintenance et le retrait des transformateurs endommagés.

II.5. Surveillance et méthodes de diagnostic :

D'une manière générale, le terme « surveillance » décrit la mesure de paramètres de base avec un déclenchement des alarmes de seuil, elle a pour but de constater rapidement qu'il n'y a rien d'anormal [10]. En revanche le terme « diagnostic » indique l'addition d'une analyse sophistiquée, tel qu'un système expert ou un système intelligent capable de fournir une évaluation de l'état de l'équipement et l'action suggérée. Il y a une variété d'outils disponibles permettant de satisfaire à nos besoins et qui nous pouvons les classer en deux grandes catégories : les méthodes traditionnelles qui ont largement été utilisées depuis de nombreuses années et les techniques modernes qui commencent à être utilisées et sont encore au stade de la recherche [10, 11].

II.5.1. Techniques traditionnelles :

Les méthodes chimiques telles que les analyses physico-chimiques de l'huile isolante (APC) et l'analyse des gaz dissous (AGD) sont les techniques traditionnelles largement utilisées. L'analyse d'huile s'inscrit dans le cadre des inspections de routine qui sont effectuées tous les trois/ six /douze mois, dépendant de la taille du transformateur et leur importance dans le réseau [3]

II.5.1.1 Analyse d'huile :

Le fonctionnement dans de bonnes conditions des transformateurs, dépend dans une large mesure de la qualité des huiles minérales isolantes utilisées. Les caractéristiques des huiles se dégradent par l'effet de la contamination, de l'humidité et du vieillissement.

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretien car sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui-ci.

L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur [15.16].

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent être dilués dans ce dernier est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs, il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile [15.17].

Les aspects les plus significatifs à vérifier sur l'huile, reposent sur un nombre important d'analyse telle que :

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

II.5.1.1.1 Analyses physico-chimiques:

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants [15.20]

1- Couleur et apparence:

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [15.21].

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service[15.21].

Elle renseigne également sur La dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre Presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie [15.20].

2- Tension de claquage ou (rigidité diélectrique):

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [15.17].

3- Facteur de dissipation diélectrique (ou facteur de puissance) et permittivité relative:

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique.

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes) [15.21]. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination dès l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante [15.20].

4- La viscosité:

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [15.19]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes[15.18].

5- L'acidité et indice de neutralisation:

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile. La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydro pyrroliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 296, une borne huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g). Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

6- Tension inter faciale :

L'humidité (eau) est considérée comme l'ennemi numéro un des appareils de haute tension. Pour garantir la tenue diélectrique aux tensions de fonctionnement la teneur en eau doit être maintenue au plus faible niveau possible. Notons que lors du premier remplissage du transformateur neuf. Il est souhaitable de ramener, par traitement préalable, la teneur en eau à une valeur inférieure de 10 ppm environ à celles figure au tableau II.4 (ISO R760). La méthode de mesure est décrite dans le standard D 1533.

7- Teneur en eau:

Les propriétés diélectriques de l'huile sont fortement affectées par son humidité. La solubilité, qui représente la teneur à saturation, dépend de la température : plus la température est élevée, plus la solubilité est grande. Par ailleurs, la solubilité de l'eau dépend beaucoup de la nature chimique du liquide. L'eau peut se trouver dans l'huile du transformateur sous trois formes [22.23]. Dans la pratique, l'eau se dissout dans l'huile, comme il peut être fixé à certaines molécules d'huile par des liaisons chimiques faibles, surtout pour l'huile le plus dégradée ou encore sous forme libre ou gouttelettes lorsque l'humidité dans l'huile dépasse la valeur de saturation. L'influence de l'eau sur les propriétés d'un liquide isolant dépend généralement de l'humidité relative $W_r(\%)$ qui est le rapport entre la teneur en eau de l'huile W_{abs} (ppm) et sa teneur à saturation $W_L(T)$. Elle est donnée par [22.24] .

$$W_r = \frac{W_{abs}}{W_L(T)} \dots \dots \dots \text{II.3}$$

Plus la température est élevée, plus la solubilité ou la teneur à saturation est grande. Par ailleurs, la solubilité de l'eau dépend beaucoup de la nature chimique du liquide. La conductivité n'est affectée que pour des teneurs en eau supérieures à la saturation [22.25]. Par contre, la rigidité électrique diminue fortement lorsque l'humidité relative dépasse 50% L'absorption d'eau par l'huile isolante dépend en partie des quantités de molécules polaires. Comme on peut le voir dans le tableau 2-2 [22.25], la teneur élevée en composés aromatiques entraînera un niveau de saturation plus élevé.

Tableau II 2 .Solubilité de l'eau pour différents liquides isolants à température ambiante [22.25].

Nature du liquide	Solubilité de l'eau à température ambiante (ppm)
Huiles minérales	50
Huiles silicones	120
Hydrocarbures aromatiques	200 à 250
Esters	1500 à 2500

II.5.1.1.2 Analyse des gaz dissous (AGD) :

En fonctionnement normal, de très faibles décompositions se produisent dans l'huile. Cependant, quand un défaut se produit, l'isolation constituée d'huile et de cellulose subira une dégradation chimique. Le défaut induit des produits de décomposition, qui sont des composés gazeux de faible poids moléculaire solubles dans l'huile [26.27.28.29].

À partir de l'analyse des gaz dissous dans l'huile, il est possible de distinguer les différents processus de défaut qui se développent dans le transformateur. La tendance des données de gaz dissous permet de savoir le taux de génération de gaz et de déterminer la sévérité du problème.

Avec ces informations, des mesures correctives peuvent être entreprises à temps avant un événement catastrophique. Les données d'une analyse des gaz dissous (DGA) peuvent fournir:[30]

- Un avertissement de défauts naissants.
- Une détermination inappropriée de l'utilisation des unités.
- Détermination de sévérité de défaut et procédures de maintenance appropriée
- Des contrôles de statut sur les unités neuves et réparées.
- Des moyens de programmer adéquatement les réparations.
- La détection des défauts pendant la période de garantie.

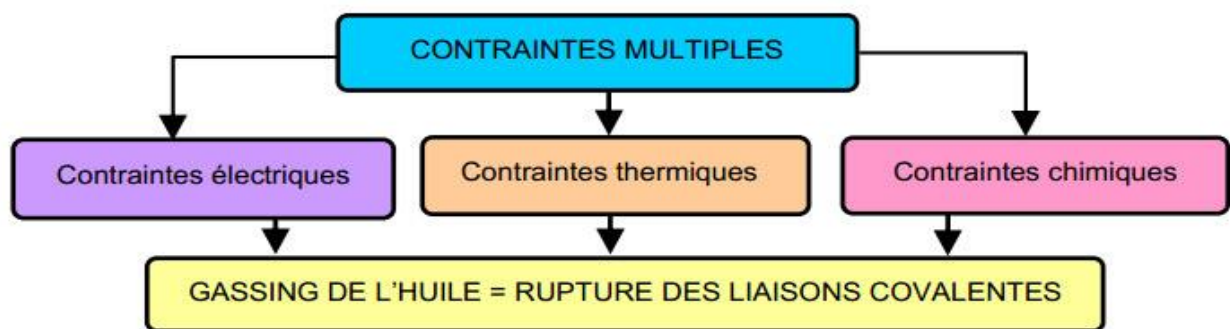


Figure II 4. Gassing (formation de gaz) de l'huile

La détermination de la concentration des gaz de défauts dans un transformateur est basée sur la méthode D-3612 d'ASTM. La chromatographie en phase gazeuse est une méthode qui permet de séparer les différents gaz par retardement et détections sélectives des colonnes, donnant un résultat de chromatogramme. Les composants de gaz sont identifiés et mesurés.

Le résultat final est donné en parties par million (ppm) de gaz dissous et inclut une courte interprétation basée sur IEEE C57.104.

L'ASTM D 3612-96, indique que les gaz qui peuvent être identifiés et déterminés incluent :

Hydrogène-H₂, Oxygène-O₂, Azote-N₂, Monoïde de carbone-CO, Dioxyde de carbone - CO₂, Méthane-CH₄, Éthane-C₂H₆, Éthylène-C₂H₄, Acétylène-C₂H₂, Propane-C₃H₈ et Propylène-C₃H₆

II.5.1.2. Analyse de l'état du papier cellulosique :

II.5.1.2.1 Mesure direct sur le papier :

Les méthodes typiques de mesures directes sur papier sont énumérées dans le tableau 1.5. Ces mesures sont beaucoup plus compliquées que dans l'analyse d'huile, car elles nécessitent l'ouverture du transformateur pour prendre un spécimen du papier. Ces mesures ne s'effectuent que si l'état du transformateur les exige. Il est intéressant de mentionner que la résistance mécanique de l'isolation solide d'un transformateur détermine sa durée de vie utile. D'où la connaissance appropriée de l'état du papier est très importante. Quand les échantillons du papier sont pris, normalement la teneur en eau et le degré de polymérisation sont déterminés [7.31]. La mesure du degré de polymérisation est une technique utilisée comme premier indicateur de l'état du papier dans les transformateurs. Le test de degré de polymérisation de la cellulose est l'un des moyens les plus sûrs pour déterminer la détérioration du papier et pour estimer la durée de vie restante, il est même plus significatif que l'analyse des gaz dissous. Le degré de polymérisation est défini comme étant le nombre moyen de molécules de glucose dans une chaîne de cellulose, il est déterminé à partir de la viscosité intrinsèque de la solution de l'échantillon du papier, mesurée avec un viscosimètre selon D 4243.

Tableau II 3 .Mesure directe sur papier cellulosique

Technique	Mode de défaillance
Titration par test de Karl Fisher	Teneur en eau
Degré de polymérisation	Dégradation du papier

II.5.1.2.2 Analyse furanique:

Les dérivées furaniques sont des produits de décomposition organiques du papier cellulosique qui se trouvent sous forme dissous dans l'huile du transformateur en service. L'analyse des dérivées furaniques offrent une approche plus pratique que celle par mesures directes [7.32], à cause de la difficulté de prendre des spécimens d'analyse, nécessitant certainement le décuvage du transformateur, par contre la première n'exige qu'un prélèvement traditionnel de l'huile. L'intérêt de cette analyse réside dans le fait que les différents mécanismes de dégradation du papier conduisent à la rupture des chaînes et à la formation de sucres qui se transforment en dérivés furaniques [7.33].

L'analyse furanique se fait à l'aide d'un chromatographe en phase liquide (High performance liquide chromatographie HPLC). La procédure de test est décrite dans CEI Cette méthode est appliquée pour évaluer la dégradation de l'isolation solide [7.33].

II.5.1.3 Essais électriques

Une livraison fiable de l'énergie électrique est dépendante, en grande partie, du fonctionnement fiable des transformateurs de puissance. Cette fiabilité est considérablement améliorée par un programme d'essai bien établi, incluant les normes correspondantes à ces essais [34].

En général, on peut dire que ces tests ont une très bonne efficacité pour le diagnostic de pannes électriques. Mais le cas des déformations mécaniques, leurs détections sont souvent difficiles. Seul l'essai d'impédance en court-circuit peut fournir une information sur l'état mécanique de l'équipement [31].

Généralement, les normes distinguent trois catégories d'essais [35] :

- Les essais individuels sont à exécuter sur tous les appareils, sans exception :

- 1- Mesure de la résistance des enroulements.
- 2- Vérification du sens relatif des bobinages, du schéma des connexions entre enroulements et bornes, et du rapport de transformation.
- 3- Mesure des pertes dues à la charge et des tensions de court-circuit.
- 4- Mesure des pertes et du courant à vide.
- 5- Epreuves électriques à fréquence industrielle (par tension induite, par tension appliquée).
- 6- Essai de tenue aux chocs de foudre en onde pleine (transformateurs dont la tension est ≥ 220 kV).
- 7- Essai de tenue aux surtensions de manœuvre (transformateurs dont la tension est > 220 kV).

- Les essais de type sont, en principe, destinés à éprouver une nouvelle fabrication ou une série de transformateurs:

- 1- Essai de tenue aux chocs de foudre en onde pleine (transformateurs dont la tension est < 220 kV).
- 2- Essai d'échauffement.

- Enfin, les essais spéciaux correspondent soit à des conditions de service particulières, soit à des investigations:

- 1- Mesure de l'impédance homopolaire.
- 2- Essai de tenue au choc en onde coupée.
- 3- Essai de tenue au court-circuit.

II.5.1.4 Surveillance de température

La chaleur est un des principaux facteurs de défaillance et de vieillissement. Par conséquent, il est fortement souhaitable de connaître l'état thermique du transformateur. Les modèles de vieillissement ainsi que les limites de fonctionnement sont liés à la température du point chaud.

La Thermographie est un moyen de contrôle efficace de différents transformateurs pour voir rapidement et à partir d'une distance sécurisée s'il y a un problème du point chaud [36] cela est effectué sous tension et sans aucun arrêt de production. Une caméra thermique enregistre les rayonnements infrarouges (onde de chaleur) émis par les différents composants du transformateur, les longueurs d'onde de ces rayonnements varient en fonction de la température de ces derniers. La caméra est capable de détecter des gradients de température sur les surfaces externes du transformateur et permet de localiser facilement la surchauffe dans les traversées, les ventilateurs ou dans la surface chauffée de la cuve. Une surveillance en ligne de température de l'huile peut être réalisée soit indirectement par des thermocouples placés à l'extérieur du transformateur soit directement en utilisant des capteurs placés dans un doigt de gante en les émergeant dans l'huile. Ces capteurs peuvent suivre la variation de température en temps réel et à différents endroits sur le transformateur.

II.5.1.5 Analyse du bruit

Les transformateurs en service émettent un bruit caractéristique dont les causes essentielles sont la magnétostriction des tôles du circuit magnétique, les forces de Lorentz dues à l'interaction entre le flux commun et le courant dans les enroulements et enfin, le fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les pompes et ventilateurs de réfrigération produisent des bruits caractéristiques qui viennent s'ajouter au spectre total (entre 500 et 2000 Hz) [13].

Depuis une vingtaine d'années, ce problème, jusque-là secondaire, est de plus en plus souvent posé. En effet, la croissance de la consommation d'énergie électrique a pour conséquence, à tous les stades de la distribution, l'emploi de transformateurs de puissance unitaire de plus en plus élevée dont le niveau sonore augmente parallèlement.

De plus, la tendance à l'installation de postes à proximité ou à l'intérieur des zones d'habitation pour l'alimentation de grands centres urbains, ou à l'intérieur d'ateliers industriels, pour l'alimentation directe de processus, est susceptible de causer une nuisance accrue dans l'environnement immédiat [35].

Des changements dans la structure des enroulements (modification de la position relative des enroulements HT et BT, diminution de la pression des enroulements après le serrage final en usine) ou du noyau ainsi qu'un changement de régime de fonctionnement de l'équipement auxiliaire se manifestent automatiquement par la modification de la signature acoustique.

Deux façons sont disponibles pour déterminer le niveau du bruit des transformateurs, soit par mesure de la pression acoustique soit en mesurant l'intensité acoustique à une distance bien définie. Ces deux techniques sont tout à fait équivalentes et acceptables. Dans la plupart des secteurs industriels à travers le monde, la mesure de la pression acoustique a été utilisée pour quantifier le niveau du bruit acoustique dans les transformateurs. Suite à des travaux récents complétés par CIGRE, les mesures d'intensité du bruit sont désormais intégrées comme une alternative dans la norme CEI. 60076-10 [37].

II.5.2 Techniques Modèles:

Il y a quelques outils de diagnostic qui sont relativement nouvelles dans le domaine du diagnostic, et ils n'ont pas encore été totalement introduits dans les compagnies d'électricité. Parmi ces techniques on trouve :

II.5.2.1 Mesure de décharges partielles:

Depuis toujours, les fabricants de matériel ont cherché à contrôler leurs fabrications par des essais destinés à donner l'assurance de l'aptitude au service du matériel construit. Lorsque le matériel est fabriqué en grande série, des prélèvements d'échantillons soumis à des essais destructifs permettent d'évaluer les marges de sécurité existant: Lorsque le matériel est quasiment fait à l'unité ou très coûteux, il n'est plus possible de le détruire pour savoir s'il aurait été apte au service ; dans un tel cas, la méthode utilisée consiste à introduire de multiples contrôles en cours de fabrication pour avoir toutes les chances d'aboutir à un produit valable et à effectuer un essai de contrôle final du matériel. L'essai devra donner son verdict sans amoindrir les performances dudit matériel [35].

C'est dans ce but qu'ont été introduites les mesures des décharges partielles. Une décharge partielle est un phénomène de rupture diélectrique qui se produit dans une capacité reliée directement à deux électrodes, sans entraîner le claquage de l'ensemble [35].

Deux voies ont été retenues :

- la première ; fondée sur l'analyse des signaux électriques résultant des décharges, permet de situer la décharge dans une capacité donnée ;
- La deuxième dite méthode ultrasonique, qui ne s'applique qu'à des isolations imprégnées par un diélectrique liquide. Une décharge, lorsqu'elle se produit dans une isolation imprégnée, génère une onde de pression (100-300 kHz) qui va se propager dans les divers milieux suivant les lois de la physique classique.

A l'aide de capteurs suffisamment sensibles placés à proximité, il est possible de déterminer les distances source-capteurs à partir de la mesure du temps écoulé entre l'instant de la décharge et

l'instant d'arrivée de l'onde sur le capteur considéré. Ensuite, par triangulation, il est aisé de positionner la source géométriquement.

La décharge partielle peut également être détectée indirectement par des méthodes chimiques en mesurant les produits de décomposition dégagés par DP. En plus de ces techniques, des capteurs piézoélectrique et capteurs en fibres optiques peuvent être utilisés pour la mesure de décharge partielle.

Les interférences électromagnétiques sont le problème majeur qui parasite la sensibilité des mesures électriques de DP, d'autre part les signaux ultrasonique (ou acoustique) souffre aussi du problème de l'atténuation des signaux qui rend difficile la détection des ondes émises par La DP [10].

II.5.2.2 Mesure de réponse diélectrique :

Les méthodes de réponse diélectrique permettent l'analyse directe de l'isolation de transformateur, elles peuvent aussi servir au test des traversées et des propriétés d'isolement des moteurs, des alternateurs et des câbles isolés au papier imprégné. Mais tout d'abord examinant ce qui conduit à la dégradation d'un transformateur de puissance. L'infiltration de l'humidité dans l'isolant est l'une des causes possibles, elle peut être due à divers facteurs telle que la respiration de transformateur qui expose l'huile à l'atmosphère, des fuites au niveau des joints, l'installation de transformateur ou sa réparation peuvent aussi conduire à l'augmentation du niveau d'humidité dans l'isolant. Le processus normal de vieillissement peut aussi entraîner l'apparition d'eau produite par la décomposition de la cellulose.

La théorie de l'analyse de la réponse diélectrique a été développée au début par Jonscher en 1990 [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 sa qualité d'être non destructif, et le fait qu'il donne une information sur la qualité de l'ensemble de l'isolation.

Trois techniques se réfèrent à l'analyse de la réponse diélectrique. Elles peuvent être divisées en méthodes d'analyse en domaine temporel, et méthodes d'analyse en domaine fréquentiel [32]. En domaine fréquentiel (FDS), nous retrouvons la mesure du facteur de dissipation diélectrique, la mesure de la capacité et la mesure du facteur de puissance en fonction de la fréquence. En domaine temporel, nous parlons de la mesure de la tension de recouvrement (RVM), et des courants de polarisation et de dépolarisation (PDC) [37].

II.5.2.2.1 Spectroscopie en domaine fréquentiel (FDS):

La technique repose sur une généralisation des mesures traditionnelles de la capacité et du facteur de dissipation, effectuées habituellement à la fréquence industrielle. Pour cet effet un signal sinusoïdal à une plage fréquence qui peut s'étendre de 1mHz jusqu'à 1kHz et une tension de valeur efficace comprise entre 5 et 200 Volt généré à l'aide d'un processeur à signal digital (DSP) est appliqué aux bornes de traversées haute tension en mettant la cuve étale circuit magnétique à la terre. Par la mesure de la tension et du courant traversant le transformateur dans le coté basse tension d'une part et de la capacité et le facteur de perte diélectrique en fonction de la fréquence d'autre part; on peut arriver finalement à évaluer l'état de nos équipements notamment les transformateurs de puissance [38].

II.5.2.2.2 Mesure de la tension de rétablissement (RVM) :

Cette technique est basée sur la réponse en tension du diélectrique. Une tension continue est appliquée aux bornes du diélectrique, après un certain temps de charge, le diélectrique est court-circuité et en suite déchargé au minimum la moitié du temps de charge. Pendant la décharge, le maximum de la tension, le temps qui lui correspond 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.

Les figures II.8 et II.9 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.

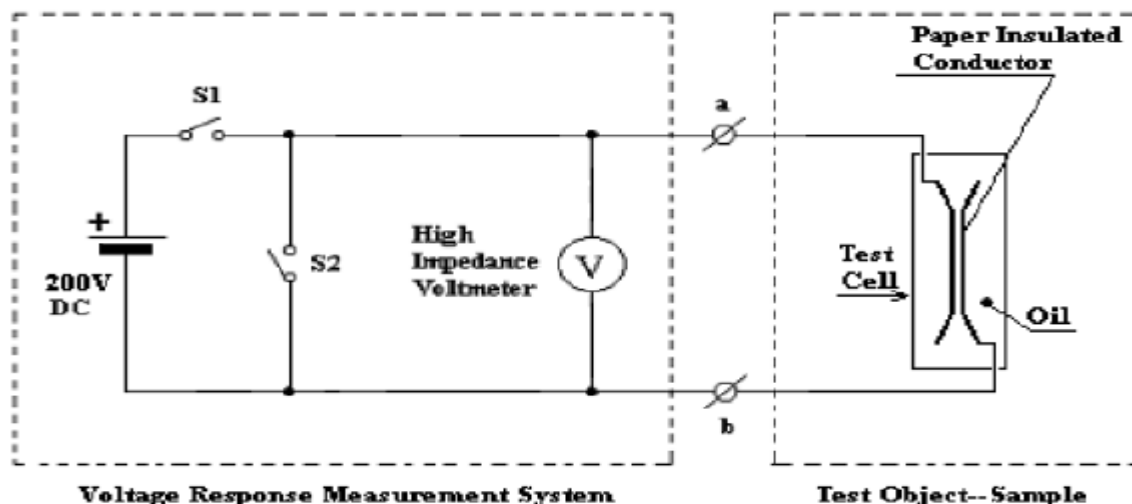


Figure. II 5.Circuit simplifié de la mesure par RVM

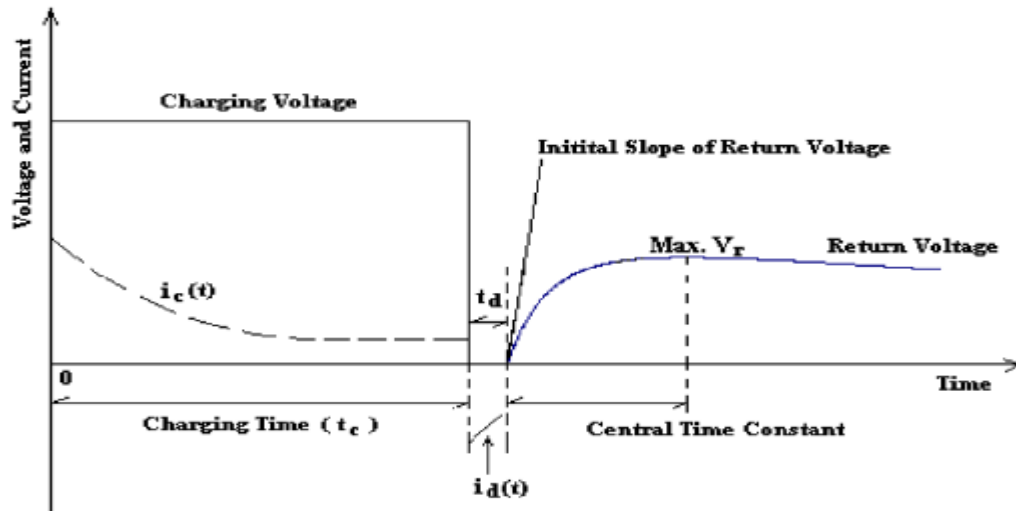


Figure. II 6 .Exemple de mesure par RVM .

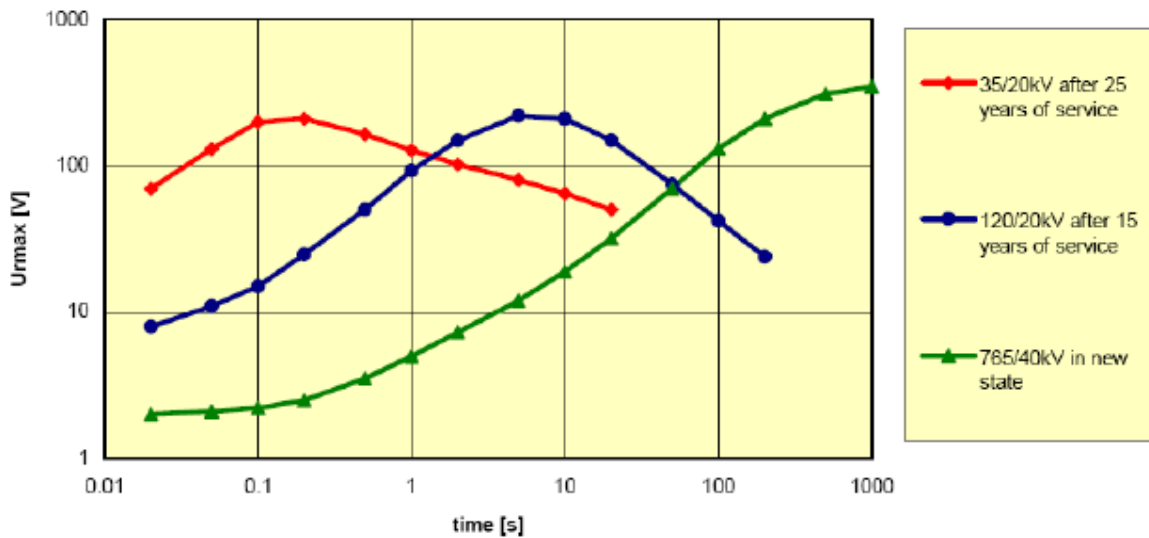


Figure. II 7 . Courbes de la réponse en tension maximale en fonction du temps de charge pour différents transformateurs d'âge différents [39].

Du point de vue investigation, le diagnostic par tension de recouvrement RVM, se trouve au premier rang par rapport aux autres techniques de diagnostic modernes. Le spectre représentant la réponse RVM est caractérisé par un seul pic correspondant à un temps appelé constante de temps central. D'après les travaux [35, 38], 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 différence entre les qualités d'huile et du papier ni la distinction entre une isolation vieille et une autre qui présente un taux d'humidité élevé [40]. Des tentatives de séparation entre l'effet des facteurs humidité et vieillissement ont montré que la constante centrale diminue toujours avec l'un des deux facteurs [40]. En ce qui concerne la séparation de la qualité de l'huile et celle du papier, des études ont confirmé l'impossibilité de faire cette séparation avec la 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 pourra aider pour 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 [41], 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 plus tard dans les travaux des mêmes auteurs.

II.5.2.2.3 Courant de polarisation et de dépolarisation (PDC)

La mesure du courant de polarisation et de dépolarisation est basée sur l'application d'une tension continue à travers l'échantillon ou l'appareil (transformateur), durant le temps de charge, le courant de polarisation, qui augmente à cause de la conductivité de l'isolation, est mesuré. L'échantillon est ensuite court-circuité en enlevant la tension appliquée. Le courant de dépolarisation augmente alors dans le sens opposé comme le montre la figure 11, le courant de polarisation est très fortement influencé par le taux d'humidité présent dans l'isolation, c'est pour quoi cette méthode peut être utilisée pour le contrôle du taux d'humidité et du vieillissement dans le papier et dans l'huile en même temps.

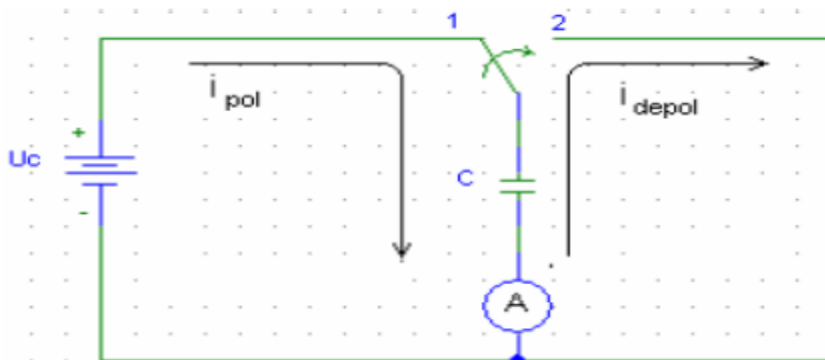


Figure. II 8. Circuit simplifié de la mesure par PDC [35].

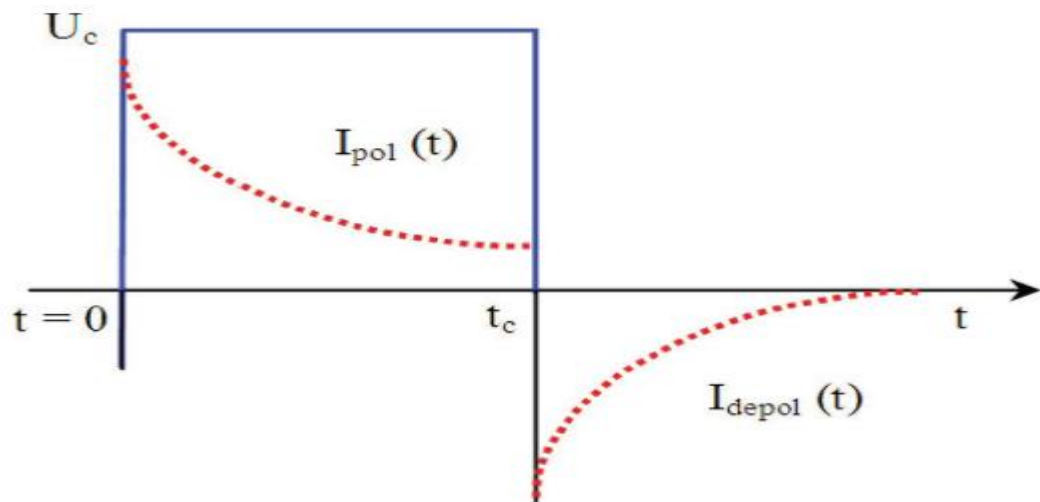


Figure. II 9. Allure des courbes de polarisation et de dépolarisation

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 sont plus consistantes. Il a été constaté que les valeurs initiales du courant de polarisation représentent l'état de l'huile, et les valeurs finales dévoilent l'état du papier [42].

II.5.2.3 Tests chimiques :

II.5.2.3.1 Spectroscopie photo électronique par rayon X (XPS)

Saha et al. a signalé que lors du vieillissement, la surface du papier qui est en contact direct avec l'huile du transformateur subit un changement de couleur et devient plus sombre. Cela est particulièrement évident dans le cas des transformateurs à respiration libre. Afin d'identifier la nature des changements responsables à la modification de la couleur du papier, des échantillons de papier ont été soumis à une analyse par spectroscopie photo électronique par rayons X, XPS [32]. . Le XPS, aussi connu sous le nom de spectroscopie électronique pour l'analyse chimique (ESCA), permet de connaître la composition élémentaire, l'état électronique et chimique des éléments contenus dans les 1 à 10 premiers nm de la surface d'un matériau. Cette technique à ultra haut-vide (UHV) mesure les photoélectrons émis par un échantillon après qu'il ait été irradié par des rayons X d'aluminium ou de magnésium. L'analyse des pics de carbone et d'oxygène indique qu'il y a une concentration significative des liaisons double de ces deux éléments dans la surface de l'échantillon du papier cellulosique ces liaisons survient probablement des produits d'oxydation de l'huile et d'être attirées par la surface polaire du papier. La présence des hydrocarbures sur la surface du papier, même après un lavage intensif du papier avec le solvant indique que les produits de dégradation d'hydrocarbures provenant de l'huile sont chimiquement liés à la surface ce qui rend difficile leur arrachement.

II.5.2.3.2 Produits de dégradation de l'huile:

La qualité de l'huile change avec le changement de sa composition. Ceci est le résultat d'un processus chimique complexe qui se produit durant le fonctionnement du transformateur, provoqué par les contraintes thermiques, électriques et chimiques sur l'isolation. Des réactions chimiques aléatoires décomposent à la fois l'huile et le carton en cassant les liaisons hydrocarbure, avec pour conséquence, la formation des gaz de défaut et des colloïdes.

Comme l'estimation de la dégradation de l'huile due à l'oxydation par la mesure de la tension interraciale et le nombre d'acide total, est parfois imprécise, une nouvelle méthode, désignée D6802 intitulée "Test Méthode for Détermination of the Relative Content of Dissolve Decay Product in Minéral Insulating Oils by Spectrophotométrie", a été développée. Cette méthode permet le suivi de la formation des produits dû à l'oxydation dans l'huile étape par étape [43].

La spectrophotométrie est utilisée pour la détermination de la teneur relative des produits de dégradation solubles dans l'huile minérale (D6802). 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.

II.5.2.3.3 Analyse de la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier :

La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) 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. 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, FTIR peut être utilisée pour identifier l'eau, les acides et d'autres produits de détérioration dans les huiles des transformateurs. Cette méthode a un énorme potentiel pour améliorer l'analyse des données recueillies par les méthodes traditionnelles [43].

II.5.2.4 Analyse de la réponse en fréquence (FRA) ou fonction de transfert :

Les transformateurs de puissance sont des constituants essentiels de tous les réseaux de transport et de distribution d'électricité. L'apparition d'un défaut dans le système provoque la circulation de forts courants de court-circuit dans le transformateur, induisant des champs parasites dans celui-ci. Ces champs parasites produisent des forces axiales et radiales sur les enroulements du transformateur. La structure mécanique et les enroulements du transformateur sont donc soumis à de fortes sollicitations mécaniques. Un transformateur peut aussi être soumis à des contraintes

pendant son transport et son installation ainsi que par suite des variations cycliques de la température ambiante. Les contraintes imposées aux transformateurs de puissance peuvent entraîner des déformations mécaniques (Fig.II.10) ou des défauts dans leurs enroulements et leurs noyaux magnétiques.



Figure. II 10.Déformation axiale de bobine

Le diagnostic efficace d'un transformateur de puissance repose sur l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) des enroulements du transformateur. Le circuit équivalent de l'enroulement d'un transformateur inclut la résistance et l'inductance d'une bobine ainsi que des capacités parasites entre les bobines adjacentes et entre l'enroulement et la paroi de la cuve. La réponse en fréquence de l'enroulement est par conséquent une caractéristique propre à chaque enroulement de transformateur. Les déformations mécaniques des enroulements provoquent des modifications du circuit équivalent. En mesurant la réponse en fréquence des enroulements du transformateur sur une large plage de fréquences (Figure. II 4) et en les comparant par des réponses obtenues avec des résultats de simulation et/ou une base de données, il est possible de déceler les défauts présents dans l'enroulement et dans le noyau magnétique du transformateur [44].

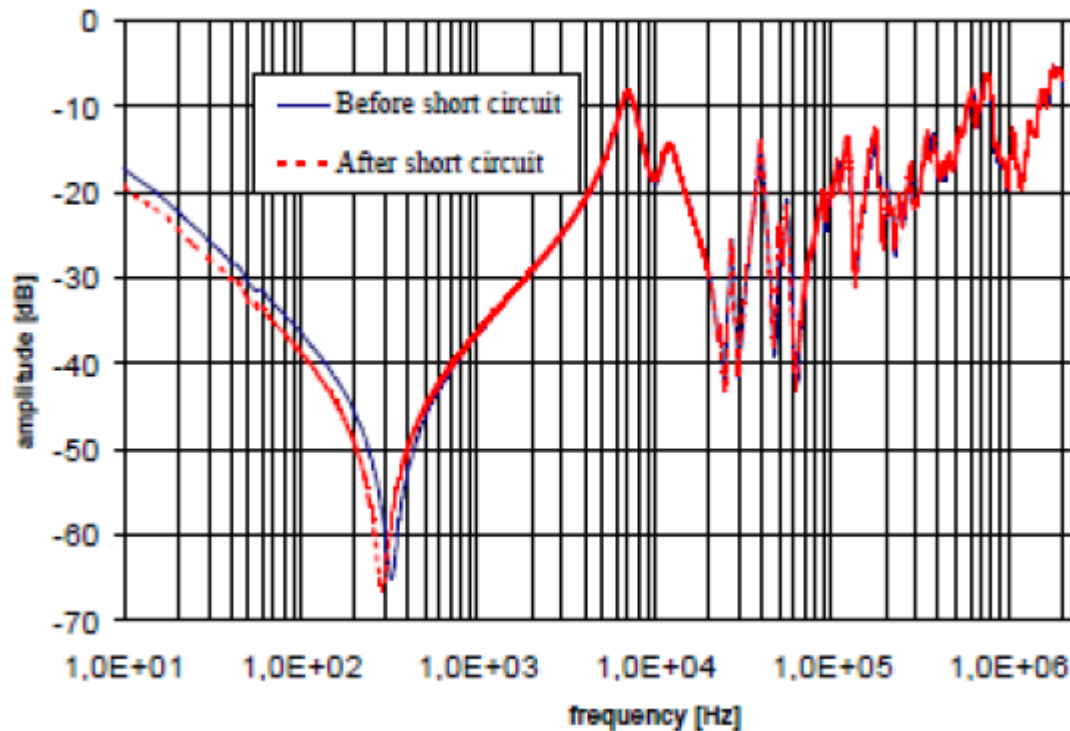


Figure. II 5.La réponse fréquentielle avant et après un court- circuit

II.5.2.5 Diagnostic d'équipement auxiliaire :

Comme l'ont montré les études commentées au paragraphe II.2, les principales sources de défaillances proviennent de l'équipement auxiliaire. Celui-ci est composé de trois éléments ou groupes d'éléments. Le premier d'entre eux est le dispositif de refroidissement. Sa surveillance se limite généralement aux signaux logiques de fonctionnement. Suivant les cas, des paramètres additionnels sont mesurés. Il s'agit des températures (huile et air) entre l'entrée et la sortie des échangeurs de chaleur ainsi que les vitesses des fluides [13].

Les deux autres éléments, qui sont par ailleurs les parties les plus sensibles des transformateurs, sont les suivantes.

II.5.2.5.1 Bornes de traversées :

Les bornes de traversée sont des composants-clés d'un grand nombre d'équipements de puissance tels que les disjoncteurs, les réactances, les condensateurs, etc. Elles permettent au courant 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 puissance et les bornes immergées en papier imprégné d'huile pour les transformateurs de plus grandes puissances.

La détérioration et la dégradation de ces bornes de traversée mènent souvent 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 bornes de traversée sont l'inspection visuelle et les mesures du facteur de puissance et de la capacité à fréquence industrielle. 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. Les techniques de spectroscopie diélectriques sont de nouvelles méthodes, simples et directes, basées sur les phénomènes linéaires de polarisation, qui permettent de diagnostiquer l'isolation composée d'huile et de papier [45].

II.5.2.5.2 Changeur de prise en charge :

Les changeurs de prises en charge (CPC) sont des dispositifs de commutation mécanique largement utilisés pour la régulation de tension dans les réseaux électriques. Il a été montré que le CPC est la principale cause de défaillance lors de fonctionnement des transformateurs. Le résultat des statistiques et des études sur les modes de défaillance des CPCs ont montré que la maintenance incorrecte et le vieillissement des composants sont les principaux contributeurs au défaut dans les changeurs de prise. Les modes de défaillances dominants liées au vieillissement sont l'usure des contacts, l'affaiblissement des ressorts, et la rupture des composants du mécanisme d'entraînement [46]. Il s'agit d'une tendance moderne à effectuer reposant sur la surveillance de l'état du matériel plutôt que l'approche traditionnelle basée sur l'entretien périodique [47].

Les méthodes les plus répandues pour la surveillance de l'état de l'insérateur en charge peuvent être réparties citées comme suite [13.47]:

- Inspection visuelle.
- Mesure du profil de températures;
- Analyse des gaz dissous (prélèvement d'huile);
- Enregistrement du couple, de la puissance ou du courant moteur, ainsi que de la position du changeur de prise.
- Relevé des vibrations ou de l'enveloppe acoustique lors des opérations de changement de prise.

- Mesure de la résistance statique et dynamique cette méthode peut être utile pour évaluer l'état des contacts des prises.

II.5.2.6 Diagnostic par mesure des courants :

Le courant de charge dans les enroulements primaires, secondaires et tertiaires peut être utilisé pour accéder à l'état du transformateur. Un courant déséquilibré dans le transformateur est un indicateur d'un problème en cours de développement ou une défaillance imminente. La surconsommation ou la sous-consommation du courant dans le système de refroidissement indique un défaut au niveau de la banque de ventilation ; la surveillance similaire est faite au courant du moteur d'entraînement du changeur de prise [36].

II.5.2.7 Mesure de température interne par système à fibres optiques:

La méthode traditionnelle pour mesurer la température des enroulements du transformateur est de savoir la température en haut et en bas de l'huile et selon laquelle on estime la température du point chaud. De nouvel équipement à fibres optiques a été développé qui est capable de surveiller la température de deux façons. La première est la mesure de la température distribuée sur toute la longueur de l'enroulement par un câble en fibre optique mis préalablement lors de la phase de construction. Les inconvénients qui prennent la préoccupation majeure pour cette technologie sont le coût élevé et les fortes contraintes mécaniques sur les fibres optiques (compression et déformation), cela nécessite un soin particulier durant la fabrication.

Le deuxième type des systèmes utilise les fibres optiques pour la mesure de température dans différents points. Puisque les capteurs et les câbles associés sont isolés, ils peuvent être installés directement sur le point chaud du transformateur. Le moment opportun pour installer ses capteurs est pendant la construction et dans l'emplacement indiqué par une modélisation thermique du transformateur. Néanmoins, ils peuvent être réassemblés à un transformateur existant, mais cela est difficile à réaliser [10].

II.5.2.8 Logiciels de diagnostic et système expert :

Les logiciels de diagnostic, qui donnent des indications plus précises sur les problèmes des transformateurs que l'analyse conventionnelle, font l'objet d'études de beaucoup de chercheurs et compagnies. L'utilisation d'un logiciel peut améliorer la fiabilité et la répétitivité de l'analyse des données des essais. Elle peut également servir à extraire des informations qui ne sont pas fournies directement par les bases de données.

L'avance actuelle des techniques d'intelligence artificielle (IA) a permis aux ingénieurs et aux chercheurs de développer des logiciels puissants et souples pour le diagnostic des défauts des

transformateurs. L'utilisation des systèmes expert offre le potentiel de réduire la main d'œuvre et les frais de maintenance ; cependant ce potentiel n'a été pas encore totalement réalisé [10.11].

II.6. Conclusion :

Le transformateur de puissance est l'un des plus importants et des plus onéreux composants du réseau électrique, son remplacement est très coûteux et les conséquences des pannes imprévues qu'il cause ne sont pas toutes couvertes par les compagnies d'assurance. Ainsi sa surveillance est indispensable et l'estimation de sa durée de vie est nécessaire.

La meilleure façon de prolonger la vie d'un transformateur est de connaître son état à tout instant. Pour se faire, il faut rassembler les informations relatives à la charge, les courants de défaut, ainsi que la qualité de l'huile et du papier. L'enregistrement continu de ces mesures fournit ainsi une image plus complète de l'état de l'isolation du transformateur et en combinant ces paramètres nous pourrions logiquement aider à anticiper une situation critique.

Le but principal du diagnostic et de la surveillance d'équipement est de détecter les signes avant-coureur d'un défaut naissant, la progression du vieillissement ou d'autres problèmes de fonctionnement, et de surveiller leurs évolutions pour permettre à l'ingénieur de prendre les mesures appropriées afin d'éviter les pannes. Les chercheurs ont essayé depuis l'invention du transformateur de trouver les moyens ou les méthodes qui permettent de déceler les défauts naissants parce que ces 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.

En générale les techniques les plus répandus dans le diagnostic de l'état des transformateurs sont les essais du système d'isolation notamment l'analyse des gaz dissous et la qualité de l'huile, mais cette dernière malgré qu'elle est plus pertinente mais reste, la plupart du temps, destructive et/ou locale. D'autres nouvelles méthodes chimiques ont été également décrites dans ce chapitre. Récemment, un certain nombre de techniques électriques ont acquis une importance exceptionnelle pour les professionnels. La température est aussi un paramètre crucial c'est pour cela des moyens de mesure et de surveillance ont été utilisés. L'intelligence artificielle est ainsi introduite dans le domaine de diagnostic grâce à sa capacité d'extraire des informations cachées et faciliter l'analyse et l'interprétation des données, et par conséquent réduire le facteur du coût.

Chapitre III

Analyse électro statistique des performances du huile de transformateur

III.1 Introduction :

Il existe plusieurs facteurs qui ont une influence sur la valeur du champ disruptif. Parmi ces facteurs, les plus importants sont les impuretés et les gaz dissous dans le liquide, la pression hydrostatique, la configuration des électrodes, la température, et la durée d'application de la tension.

III.2 Corrélation du champ électrique provoquant les décharges électriques en fonction d'humidité dans l'huile de transformateur :

III.2.1 Etude expérimentale :

La présence d'un peu d'humidité dans le liquide d'après la figure III.1 diminue considérablement la rigidité diélectrique de ce dernier. La figure ci-dessous illustre bien cet effet sur la rigidité diélectrique à 50Hz de l'huile de transformateur.

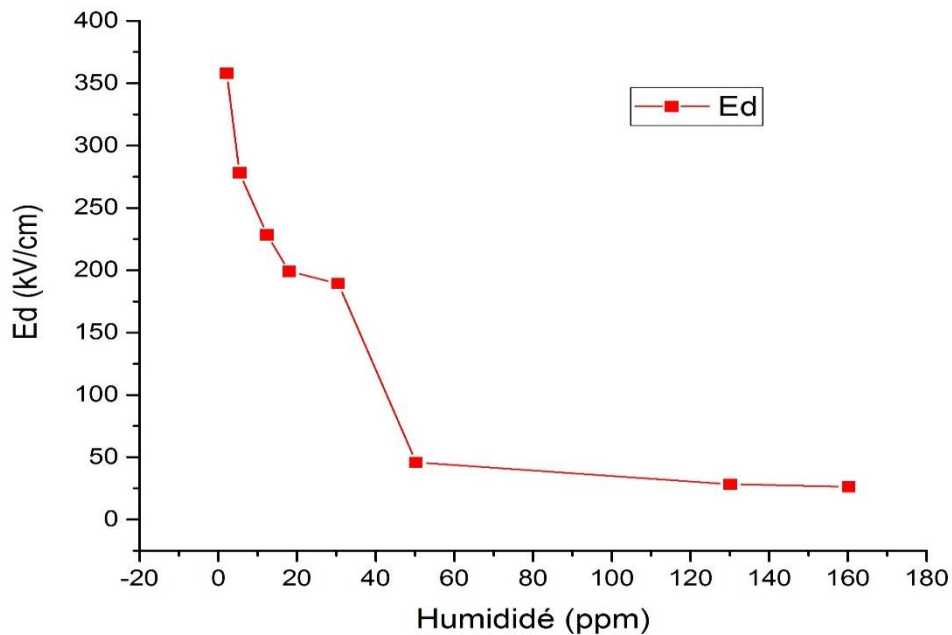


Figure III. 1.Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur

III.2.2 Modélisation et estimation de l'influence d'humidité sur la rigidité diélectrique :

Dans cette partie l'étude des courbes et les figures obtenues à l'aide logicielle Eviews. On veut faire dans cette étape l'estimation de l'équation de la régression simple et linéaire qui concerne l'influence d'humidité sur la rigidité diélectrique, le champ électrique E_d comme une variable dépendante et l'humidité dans le liquide comme un variable indépendant et on a l'équation suivante qui représente la relation entre le champ électrique et l'humidité dans le liquide:

$$E_d \text{ (kV)} = C_1 + \beta * H(\text{ppm})$$

III.1

Tel que :

E_d : le champ électrique.

β : le coefficient de régression entre le champ électrique et l'humidité dans le liquide.

H: humidité dans le liquide.

C_1 : constant.

III.2.3 Etude de la variation des variables du modèle (séries des essais expérimentales) :

Les graphes ci-dessous représentent les variations de rigidité diélectrique et l'humidité dans le liquide (figures a et b) successivement, le deux séries contiennent 8 observations.

a). Rigidité diélectrique (E_d) :

La figure ci-dessus présente les différentes valeurs enregistrées du champ électrique E_d pendant les 8 essais, on remarque que la valeur du champ électrique diminue légèrement pour les cinq premiers essais et brusquement pour les restes.

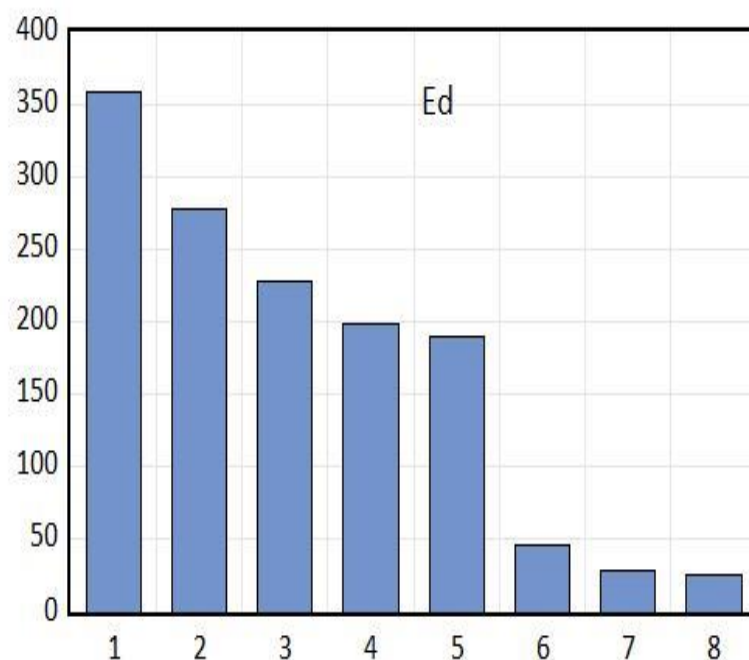


Figure III. 2.Histogramme des valeurs du champ électrique dans l'huile de transformateur.

b). Humidité dans le liquide (H) :

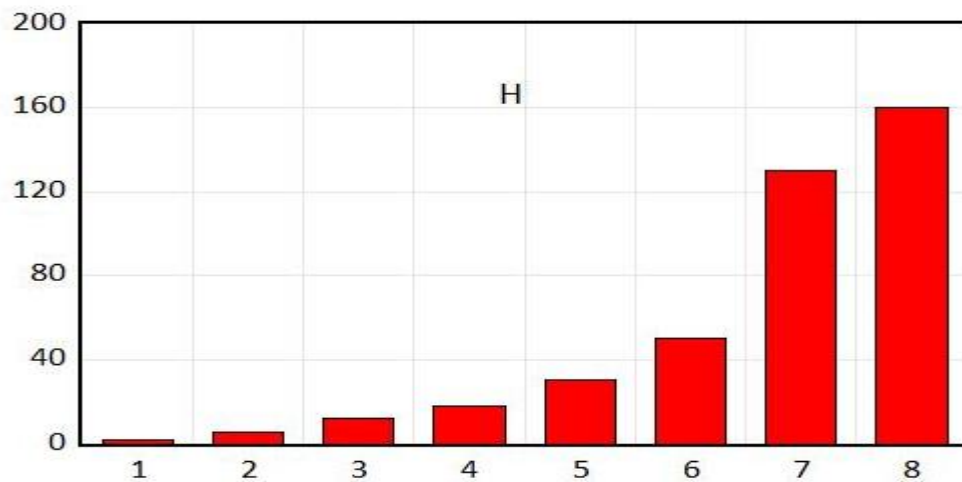


Figure III. 3. Histogramme des valeurs d'humidité dans l'huile de transformateur

D'après la figure III.3, la valeur d'humidité dans le liquide augmente d'une façon exponentielle pour les huit essais.

III.2.4 Estimation et diagnostic du modèle :

III.2.4.1 Estimation du modèle :

Le tableau III.1 représente les résultats d'estimation du modèle : le champ électrique et l'humidité dans le liquide de l'huile:

Tableau III .1. Les résultats statistiques du modèle estimé

Included observations: 8

Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
H	-1.735714	-3.899653	0.0080
C	257.9395	7.594045	0.0003
R-squared	0.717079	F-statistic	15.20730

Selon le tableau ci-dessus le modèle soit comme suite :

$$E_d \text{ (kV)} = 257.9395 - 1.735714 * H(\text{ppm})$$

avec n=8 observations

III.2.4.2 Diagnostique du modèle :

Dans cette partie on veut effectuer les tests statistiques suivants :

1) Test de signification globale de la régression:

A partir du tableau précédent (III.1) on trouve **F-statistic** = **15.207** > $F_{1,6}^{5\%} = 5.99$ (d'après le tableau du teste Fisher à 5%), alors, notre modèle a une significativité globale et admis statistiquement à 5%.

Ce modèle a une grande estimation parce que la valeur du coefficient de détermination R^2 est **0.717**, alors le champ **Ed (kV)** signifie **71.7 %** par l'humidité du huile et **28.3%** signifie par autres variables non incorporés dans ce modèle.

2) Teste de la signification des coefficients :

On remarque selon ce modèle que le teste de la signification statistique du l'humidité dans le liquide de l'huile $|t_c| = 3,89 > t_t = 2,447$ (d'après le tableau de teste Student). Puisque t_c est supérieur à 2,44 au seuil de signification statistique en 5%, donc le coefficient de l'humidité dans le liquide de l'huile significativement différent de 0. L'humidité est un facteur explicatif (négatif) de la valeur d'intensité du champ électrique correspond à la décharge électrique.

3) Comparaison du modèle estimée et l'originale.

La figure III.10.1.3 représente les deux courbes : actuelle (E_d) et l'estimée (E_{de}).

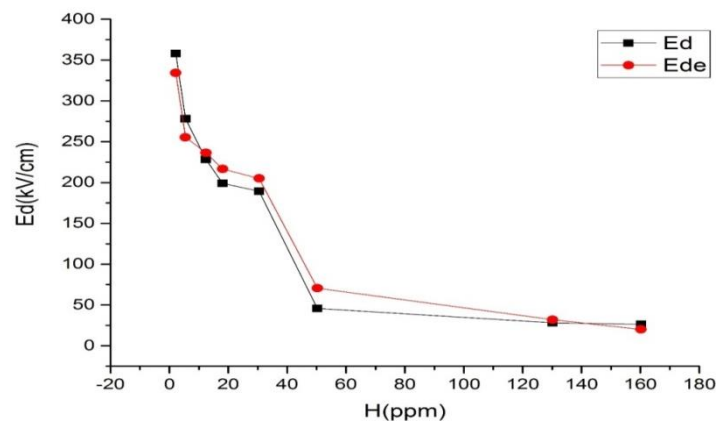


Figure III. 4.Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur

A partir la figure ci-dessus on observe que la courbe estimée du champ électrique (E_{de}) est congruente relativement avec la courbe actuelle du champ électrique (E_d), et ça confirme que le modèle estimé est concordé avec l'expérimentale.

4) Effet statistique d'humidité sur la rigidité diélectrique de huile :

L'étude statistique confirme la validité du notre modèle. D'une façon électrique, on remarque que si l'humidité augmente par une seule unité (1 ppm) l'intensité du champ qui peut provoquer les décharges électriques dans l'huile diminue aussi par 1.7 unités (1.7 k/cm).

III.3 Corrélation du facteur des pertes diélectriques en fonction de la température d'huile de transformateur :

III.3.1 Etude expérimentale :

Le facteur de dissipation ou facteur de pertes ($\text{tg}\sigma$), qui est une valeur adimensionnelle, est directement lié à la résistivité et la permittivité en tension alternative. Le principe de mesure est identique à celui employé pour mesurer le facteur de dissipation d'un isolant solide. Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence f et de pulsation $\omega = 2\pi f$, les pertes par conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de perte δ . La mesure (norme CEI 60247 et 61620) se fait à l'aide d'un dispositif qui peut être schématisé électriquement comme un condensateur de capacité C et d'une résistance R en parallèle.

En effet, plus la température est élevée, plus la teneur en composés dissous peut augmenter. La conductivité et donc les pertes par conduction sont augmentées avec la température.

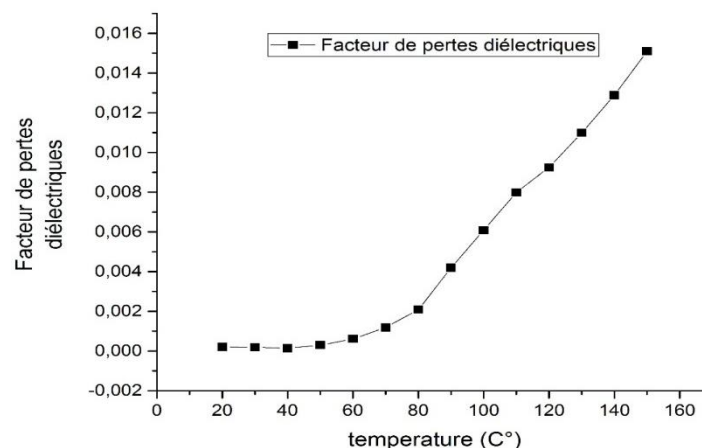


Figure III. 5. Variation du facteur des pertes diélectriques en fonction de la température

III.3.2 Modélisation et estimation de l'influence de la température d'huile de transformateur sur le facteur des pertes diélectriques :

On fait dans cette étape l'estimation de l'équation de la régression simple et linéaire qui concerne le facteur des pertes diélectriques comme une variable dépendante et la température d'huile de transformateur comme une variable indépendante pour cela l'équation suivante représente la relation entre le facteur des pertes diélectriques et la température d'huile de transformateur :

$$\text{tg}(\delta) = C_1 + \beta * T(C^\circ) \quad \text{III.3}$$

Tel que :

$\text{tg}(\delta)$: le facteur des pertes diélectriques.

β : le coefficient de régression entre le facteur des pertes diélectriques et la température d'huile de transformateur.

H: la température d'huile de transformateur.

C_1 : constant.

III.3.3 Etude de la variation des variables du modèle (séries des essais expérimentales) :

Les histogrammes ci-dessous représentent les variations du facteur des pertes diélectriques et la température d'huile de transformateur (figures a et b) successivement, le deux séries contiennent 14 observations.

a). Facteur des pertes diélectriques ($\text{tg}(\delta)$) :

La figure ci-dessus présente les différentes valeurs enregistrées du facteur des pertes diélectriques pendant les 14 essais, on remarque que le facteur des pertes diélectriques sa augmente d'une manière exponentielle à partir du sixième essai.

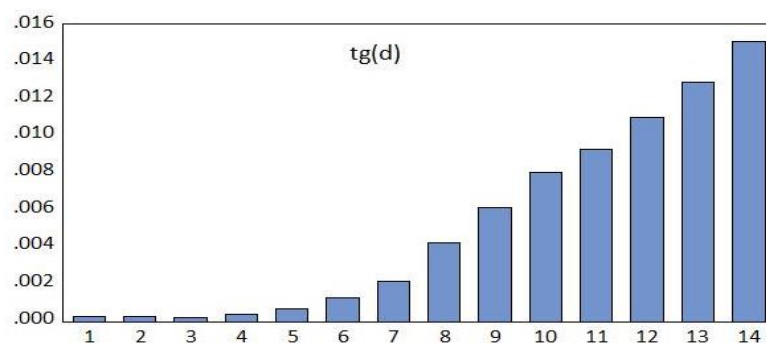


Figure III. 6.Histogramme des valeurs du champ électrique dans l'huile de transformateur

b). Température d'huile de transformateur :

D'après la figure (7), la température d'huile de transformateur augmente d'une façon linéaire pour les 14 essais.

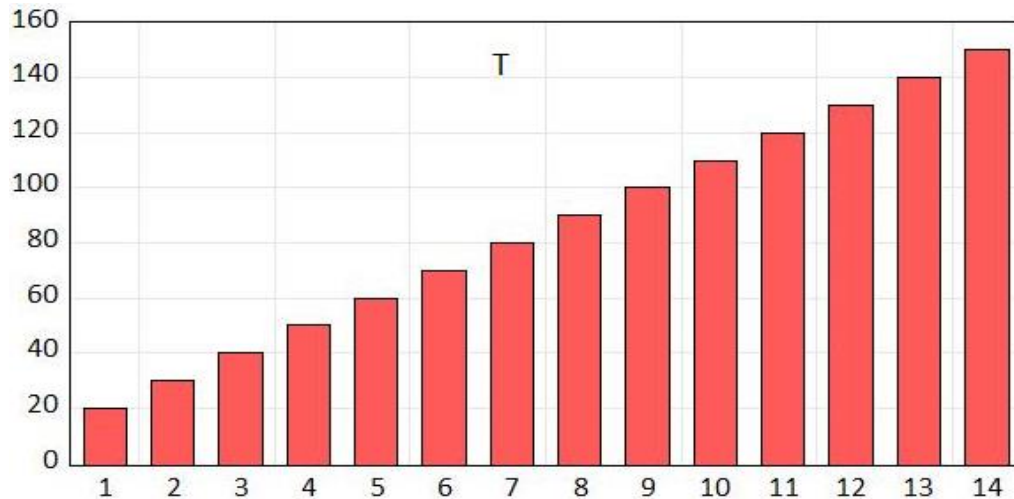


Figure III. 7. Histogramme des valeurs du Température dans l'huile de transformateur

III.3.4 Estimation et diagnostic du modèle :

III.3.4.1 Estimation du modèle :

Le tableau III.2 représente les résultats d'estimation du modèle : le facteur des pertes diélectriques en fonction de la température d'huile de transformateur:

Tableau III.2. Les résultats statistiques du modèle estimé

Dépendent Variable: F

Inclus des observations: 14

Variable	Coefficient	t-Statistic	Prob.
T	0.000120	10.80396	0.0000
C	-0.005134	-4.902711	0.0004
R-squared	0.906778	F-statistic	116.7256

Selon le tableau ci-dessus le modèle soit comme suite :

$$\text{tg}(\delta) = -0.005134 + 0.000120 \cdot T(^{\circ}\text{C})$$

avec n=14 observations

III.3.4.2 Diagnostic du modèle :

Dans cette partie on veut effectuer les tests statistiques suivants :

1) Test de signification globale de la régression :

A partir du tableau précédent (III.2) on trouve **F-statistic = 116.7256** > $F_{1,12}^{5\%}=4,75$ (d'après le tableau du teste Fisher à 5%), alors, notre modèle a une significativité globale et admis statistiquement à 5%.

Nous constatons que le modèle proposé décrit parfaitement la variation du facteur des pertes diélectriques pour les cas de température d'huile de transformateur étudiés du fait que la valeur du coefficients de détermination $R^2(0,906)$ est proche de 1.

2) Teste de la signification des coefficients :

On remarque selon ce modèle que le teste de la signification statistique de température d'huile de transformateur $|t_c| = 10.80396 > t_c = 2,179$ (d'après le tableau de teste Student). Puisque t_c est largement supérieur à 2,179 au seuil de signification statistique en 5%. Alors le coefficient de corrélation entre la température d'huile de transformateur et le facteur des pertes diélectriques est significativement différent de 0. La température d'huile de transformateur est un facteur explicatif (positif) de la valeur du facteur des pertes diélectriques.

3) Comparaison du modèle estimée et l'originale.

La figure III.8représente les deux courbes : actuelle ($tg(\delta)$) et l'estimée ($tg(\delta)_e$).

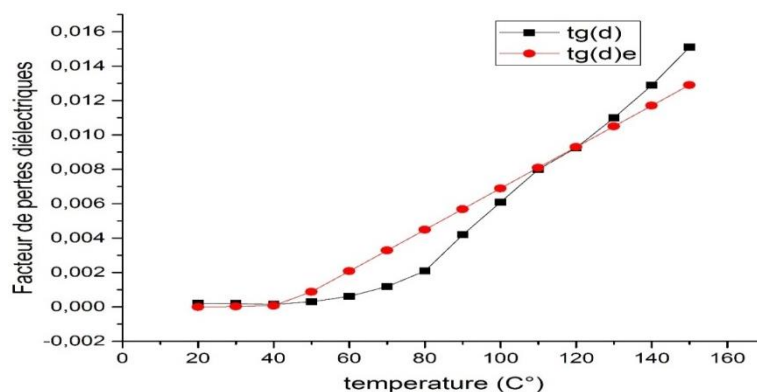


Figure III. 8.Influence de Température sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur

La régression a été obtenue du fait qu'une assez bonne concordance entre les deux caractéristiques (théorique et expérimentale) (figures III.8).

4) Effet statistique de la température sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur :

D'après les résultats de cette estimation présentés dans le tableau III.8, nous constatons qu'il y a une bonne concordance entre les valeurs du facteur des pertes diélectriques obtenus expérimentalement et celles estimées et ce pour les différents cas considérés. En outre, la température d'huile de transformateur possède un effet sur la valeur du facteur des pertes diélectriques estimé de l'huile; une augmentation de 10°C en T engendre une augmentation de $1,2 \times 10^{-3}$ en facteur des pertes diélectriques.

III.4.Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'isolation de l'huile de transformateur et l'effet de l'humidité et de la température sur celle-ci. Grâce à quelques expériences, nous avons pu arriver aux rapports de l'effet de la température et de l'humidité sur l'isolation électrique. Nous notons que si l'humidité augmente d'une unité (1 ppm), le champ pouvant provoquer des décharges électriques dans l'huile diminue également de 1,7 unité (1,7 kilovolts). / cm). Dans les pertes d'isolation, une augmentation de 10°C de T conduit à une augmentation de facteur de $1,2 \times 10^{-3}$ des pertes d'isolation.



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le transformateur est un appareil statique à induction électromagnétique destiné à transformer un système de grandeurs variables à un autre système des courants et des tensions généralement différentes mais de même fréquence. Le transformateur c'est l'élément essentiel dans un réseau électrique.

D'après cette étude nous avons présenté théoriquement l'importance du transformateur dans un réseau électrique, avec son rôle et sa nécessité pour le transport.

Notre étude est en premier lieu, une contribution à la compréhension du comportement diélectrique d'une huile minérale en géométrie pointe-plan sous tension alternative (50Hz).

L'huile étudiée dans ce le travail, est un isolant qui conserve de bonnes caractéristiques physico-électriques malgré le nombre élevé de claquages qu'elle a subis.

La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température du fonctionnement dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile. Au-delà d'une certaine valeur, la température semble être le facteur le plus critique que le nombre de claquage, dans la dégradation de l'huile isolante. Toutefois, aux premiers claquages, ces deux facteurs améliorent la rigidité de l'huile grâce à leur élimination de l'humidité contenue dans cette dernière.

Le facteur de dissipation diélectrique $tg\delta$ est très faiblement affecté par le claquage de l'huile. En effet, pour une température de l'huile inférieure ou égale à 70°C, il reste bon quel que soit le nombre de claquages subi par l'huile (jusqu'à 6000 claquages). Pour des températures plus élevées, $tg\delta$ augmente dépassant la limite admise par la norme (5×10^{-3})

La permittivité relative diminue en fonction du nombre de claquages et de la température grâce à l'élimination de l'humidité. Cette diminution améliore l'état isolant de l'huile en réduisant la possibilité de formation de particules chargées.

Pour une température fixe, la conductivité augmente en fonction du nombre de claquages puis diminue en présentant des fluctuations pour se stabiliser autour d'une valeur stable plus élevée que celle d'une huile neuve. Lorsque la température augmente, ce paramètre augmente quel que soit le nombre de claquages. L'augmentation de la température crée une agitation plus importante des particules libres disponibles, ce qui favoriserait une plus grande ionisation

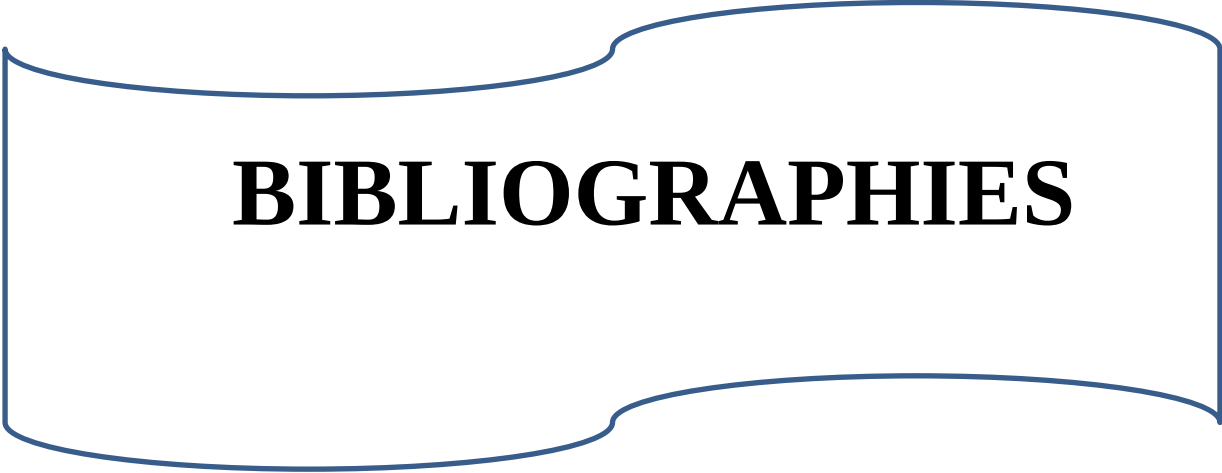
Conclusion générale

D'autres paramètres sont très peu influencés par le claquage électrique tel que l'acidité qui présente une valeur inférieure à 3.10^{-2} gKOH/g d'huile, limite tolérée par la CEI 296, pour un nombre de claquages allant jusqu'à 3000 claquages.

La viscosité cinématique, l'indice de réfraction, la densité, le point d'éclair et la couleur de l'huile restent inchangés quel que soit le nombre de claquages appliqués à l'huile.

La température semble être un facteur plus dégradant que le nombre de claquages. Pour cela, il serait intéressant lors du fonctionnement d'un transformateur d'éviter les surcharges afin d'éviter cette dégradation.

Pour faire fonctionner un transformateur contenant de l'huile comme refroidissant et isolant dans les meilleures conditions et pour une durée de vie optimale, il est primordial d'éviter son utilisation en surcharge et de le faire fonctionner dans sa fourchette nominale donnée par le constructeur. Ceci évite l'augmentation de la température et par conséquent donne une plus longue utilisation du transformateur.



BIBLIOGRAPHIES

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Hadjam Mokhtar,Belazizia Hamza , Modélisation du transformateur de puissance, 2012
- [2] Mr. Abdelkebir Amir et Mr. Saadi Nassim , Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous , 2017
- [3] Senoussaoui Mohammed El Amine Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance 2019
- [4] Jean SANCHEZ , Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance ,2014
- [5] AZOUAOU SADI ,SYLIA SI FODIL, Optimisation de la construction d'un transformateur de puissance triphasé moyenne tension-moyenne tension fabriqué par Electro-Industries.2015
- [6] MEZARI NAOUEL , DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES
- [7] SENOUSSAOUI MOHAMMED EL-AMINE, Méthodes Innovantes de Diagnostic des Transformateurs en Utilisant L'Intelligence Artificielle 2012
- [8] M. Wang, A.J. Vandermaar, K.D. Srivastava, "Review of condition assessment of power transformers in service", IEEE-Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, N° 6, pp: 12-25, Nov-Dec. 2002.
- [9] Yazid Hadjadj, "Exploration de techniques physicochimiques et conception d'un capteur en ligne pour le diagnostic des transformateurs de Puissance", Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi/Canada, 2015.
- [10] M. Wang, A.J. Vandermaar, K.D. Srivastava, "Review of condition assessment of power transformers in service", IEEE-Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, N° 6, pp: 12- 25, Nov-Dec. 2002.
- [11] L. Mokhnache, « Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolants de haute tension », Thèse de Doctorat, Ecole National Polytechniques Alger, Algérie, 2004.
- [12] C. Sumereder, M. Muhr and B. Körbler, "Lifetime management of power transformers", e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol 120, N° 12,pp: 420-423, Dec. 2003.
- [13] Alain Schenk, surveillance continu des transformateurs de puissance par réseau de neurone, Thèse de Doctorat de l'Ecole Polytechnique Fédéral de Lausanne 2001.

BIBLIOGRAPHIES

- [14] William H. Bartley P.E, “Life Cycle Management of Utility Transformer Assets”, presented at: Breakthrough Asset Management for the Restructured Power Industry, The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company, Salt Lake City, Utah, October 2002.
- [15] MEMOIRE DE MAGISTER, DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES
- [16] :C.Andrieu, E. Dauphant D. Boss, « A Frequency-Dependant Model For a MV/LV Transformer» International Conference on Power Systems Transients (IPST), Budapest, Hungary, June 20-24, 1999.
- [17] B.Gustavsen, A. Semlyen. « Application of vector fitting to state equation representation of transformers for simulation of electromagnetic transients ». IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998.
- [18] Xose M. L.F and Casimiro A.M., « Computation method for transients in power transformers With lossy windings» IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 45, N°. 3, March 2009, pp 1863-1866.
- [19] MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, «Etude de l’Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur», page1-23, 2009.
- [20] T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, «Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002.
- [21] Technique de l’ingénieur.
- [22] Yazid Hadjadjm CONTRIBUTION AU DEVELOPPEMENT DE NOUVEAUX OUTILS PERMETTANT DE PROLONGER LA DURÉE DE VIE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCEm, Juin 2010
- [23] Du, Y., Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems. IEEE Electrical Insulation Magazine, 1999.15(1): p. 11-20.
- [24] Fofana, I., H. Borsi, and E. Gockenbach., Fundamental investigations on some transformer liquids under various outdoor conditions. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2001. 8(6): p. 1040-1047.
- [25] Berger, N., Liquides isolants en électrotechnique. Techniques de l'ingénieur. D 2470.

BIBLIOGRAPHIES

- [26] BOUDRAA Saliha, Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile - Apport de l'Intelligence artificielle-
- [27] Ph.D. Joseph B. Digiorgio, « Dissolved Gas Analysis Of mineral Oil Insulating Fluids», Northern Technology and Testing (NTT), Technical bulletin: dissolved gas analysis, 2004.
- [28] Michel Duval from Hydro-Quebec (IREQ), «Dissolved Gas Analysis: It Can Save YourTransformer », IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.5, Issue 6, Pp 22-27, 1989.
- [29] Michel Duval from Hydro-Quebec (IREQ), « A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers», IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.18, Issue 3, Pp 8-17, May
- [30] International Electrical and Electronics Engineers IEEE, « Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers», IEEE Std C57.104 TM-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991).
- [31] Juan L. Velásquez Contreras, Miguel A. Sanz-Bobi, Samuel Galceran, Hyder Docarmo, “Comprehensive Asset Management Approach: Application to Power Transformers”, International Congress on Electricity Distribution CIDEL, Argentine, 2010.
- [32] T. K. Saha, “Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 10, No. 5, pp: 903-917; October 2003.
- [33] Christophe Perrier, Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance recherche d'un mélange optimal, Thèse de doctorat, Ecole central de Lyon, 2005.
- [34] A. K. Jonscher, “Universal Dielectric Response”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume: 6, Issue: 2, pp. 16-22, Mar/Apr 1990.
- [35] B. Hochard. Le transformateur de puissance. Technique et documentation (Lavoisier), Paris, 1988.
- [36] Farquharson R. Integrated Substation Control and equipment Monitoring and Diagnostics-An Overview. In: Proceedings of the CEPsi 2000 Conference. Manila, Philippines. 2000.
- [37] James H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering, Second Edition, 2007 by Taylor & Francis Group, LLC, Printed in the United States of America.

- [38] H. Borsi, E. Gockenbach, M. Krüger, "Method and apparatus for measuring a dielectric response of an electrical insulating system", United states patent US 7292048 B2, Nov.6, 2007.
- [39] Tettex Instruments, "RVM 5462 Advanced Automatic Recovery Voltage Meter for diagnosis of oil-paper insulation systems", www.haefely.com
- [40] Z. T. Yao, T. K. Saha, "Separation Of Ageing And Moisture Impacts On Transformer Insulation Degradation By Polarisation Measurements", CIGRE, 15-304, 26-30 August, 2002, Paris, France
- [41] T. K. Saha, M. Darveniza, D. J. T. Hill, T. T. Le, "Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. B. Accelerated Aged Insulation Samples", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 12 Issue: 4, pp. 1555-1561, October 1997.
- [42] Shih-Hua Kuo, "Diagnostic of Transformer Condition by Polarization Current and Oil Conductivity Measurement", Bachelor thesis, University of Queensland, October 2002.
- [43] A. Bouaïcha, I. Fofana and M. Farzaneh, "Application of Modern Diagnostic Techniques to Assess the Condition of Oil and Carton", 16th IEEE International Conference on Dielectric Liquids, Poitiers, France, 30 June – 4 July, 2008.
- [44] FRAnalyzer Manuel d'utilisation « Analyseur De Reponse Au Balayage En Frequence Pour Le Diagnostic Des Enroulements Des Transformateurs De Puissance », Référence VESD0662 - Version du manuel : FRA.FR.1 © OMICRON electronics 2006
- [45] A. Bouaïcha, I. Fofana, M. Farzaneh, A. Bérroual, A. Seytashmehr, H. Borsi, et E. Gockenbach, "Contrôle Non Destructif des Isolations Électriques par Spectroscopie Diélectrique durant la Fabrication des Bornes de Traversée", Revue de l'Électricité et d'Électronique (REE), No 11, December 2008.
- [46] P. Kang, D. Birtwhistle, « Condition monitoring of power transformer on-load tap changers. Part 1. Automatic condition diagnostics », IEE Proceedings - Generation Transmission and Distribution., Vol 148, Issue : 4, pp.301-306, July 2001.
- [47] Jur Erbrink, « On-load Tap Changer Diagnosis on High Voltage Power Transformers using Dynamic Resistance Measurements » Thèse pour obtenir le grade de docteur à l'Université technique de Delft, Mars 2011.