

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMERRI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Études de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Électrotechnique

Spécialité : **Electrotechnique Industrielle**

Présenté par

Ikram LOUNNAS

Smail LARBI

Thème

Etude des caractéristiques de l'huile minérale de transformateur

Mémoire soutenu publiquement le 24 / 06 / 2024 devant le jury composé de :

M Mourad ALLAD
MCB, UMMTO, Président

M Belkacem MOULA
MCB, UMMTO, Encadrant

Mme Nadia KECILI
MAB, UMMTO, Examinatrice

REMERCIEMENTS

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier notre promoteur, monsieur Belkacem MOULA, enseignant à l'UMMTO d'avoir bien voulu nous encadrer et pour son aide et les conseils qu'il n'a cessé de nous prodiguer pour l'aboutissement de ce travail ; qu'il trouve ici notre profonde gratitude et toute notre reconnaissance.

Nous tenons à remercier également, Madame Tougaoua, responsable au service préparation fabrication à l'Unité Transformateurs d'Electro-Industries, pour son aide précieuse, ses conseils et ses remarques. Nous tenons à lui exprimer notre profonde gratitude d'avoir bien voulu nous diriger pendant toute la période de ce travail.

Nos remerciements vont également à l'ensemble du personnel d'Electro-Industries en général et de l'Unité Transformateurs en particulier. Ainsi nous adressons nos remerciements à Mr Benadji et Mr Lembrouk, ainsi aux responsables du laboratoire chimie d'Electro Industries d'AZAZGA dont l'accueil fût toujours chaleureux.

Nous remercions également les membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre modeste travail

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail à :

- La mémoire de mes grands parents
- Ma très chère famille que je remercie infiniment.
- Mes parents, pour leur amour inconditionnel, leur soutien indéfectible et leurs encouragements constants tout au long de mon parcours éducatif, Votre confiance en moi a été une source inestimable de motivation.
- Ma sœur et mes deux frères, pour leur soutien moral et leurs encouragements. Vous avez été une source de force et de réconfort.
- Mes amis, pour leur encouragement et leurs sourires qui ont rendu les moments difficiles plus légers. Merci à chacun d'entre vous pour avoir cru en moi.
- Mon binôme, LOUNNAS Ikram, Pour son entente et sa sympathie.

,Smail,

Je dédie ce projet :

A ma chère mère,

A mon cher père,

*Qui n'ont jamais cessé, de formuler des prières à mon égard, de me soutenir
et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.*

A mon frère, Safouane

A mes chères sœurs Lylia et Amel,

Pour leurs soutiens moraux et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A ma chère grand-mère,

Pour qui je souhaite une bonne santé.

A mon binôme, LARBI Smail,

Pour son entente et sa sympathie.

A mes petites nièces Elia et Aroua,

A toute ma famille,

A tous mes ami(e)s,

Pour leurs indéfectibles soutiens et leurs patiences infinies.

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

, Ikram ,

SOMMAIRE

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| Introduction Générale..... | 1 |
| CHAPITRE I : NOTIONS THEORIQUES SUR LES TRANSFORMATEURS | |
| I.1. Introduction..... | 3 |
| I.2. Définition | 3 |
| I.3. Rôle des transformateurs..... | 3 |
| I.4. Principe de fonctionnement | 4 |
| I.5. Constitution générale | 5 |
| I.5.1. Partie active | 5 |
| a. Circuit magnétique..... | 5 |
| b. Les enroulements | 6 |
| I.5.2. Partie constructive | 7 |
| a. La cuve..... | 7 |
| b. Le couvercle..... | 7 |
| I.6. Les couplages..... | 10 |
| I.6.1. Groupe de couplage..... | 10 |
| a. Couplage étoile | 10 |
| b. Couplage triangle | 10 |
| c. Couplage zigzag | 11 |
| I.6.2. Choix du couplage..... | 11 |
| I.7. Les différents types de transformateurs classiques | 12 |
| I.8. Rapport de transformation et Indice horaire | 12 |
| I.8.1. Rapport de transformation..... | 12 |
| I.8.2. Indice horaire..... | 12 |
| I.9. Les pertes dans un transformateur | 13 |
| I.9.1. Pertes fer..... | 13 |
| a. Pertes par hystérésis | 13 |

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| b. Pertes par courants de Foucault | 13 |
| I.9.2. Pertes Joule..... | 13 |
| I.9.3. Pertes supplémentaires | 13 |
| I.10. Isolation et Système de refroidissement..... | 13 |
| I.11. Conclusion..... | 14 |
| CHAPITRE II : HUILES MINERALES ISOLANTES POUR TRANSFORMATEURS | |
| II.1. Introduction | 15 |
| II.2. Présentation générale des huiles | 15 |
| II.2.1. Huiles minérales..... | 15 |
| II.2.2. Huiles végétales | 15 |
| II.2.3. Huiles silicones | 16 |
| II.2.4. Huiles synthétiques | 16 |
| II.3. Rôle des huiles isolantes..... | 16 |
| II.3.1. Fonction d'isolation (diélectrique)..... | 17 |
| II.3.2. Fonction de transfert de chaleur (refroidissement) | 17 |
| II.4. L'huile minérale | 17 |
| II.4.1. Termes et définitions | 17 |
| II.5. Traitement de l'huile..... | 18 |
| II.6. Propriétés de l'huile minérale à analyser après traitement | 19 |
| II.6.1. Propriétés électriques | 19 |
| a. Rigidité diélectrique..... | 19 |
| b. Résistivité / conductivité..... | 20 |
| c. Facteur de dissipation diélectrique (FDD)..... | 20 |
| II.6.2. Propriétés fonctionnelles..... | 20 |
| a. La viscosité | 20 |
| b. Point d'écoulement | 20 |
| c. Teneur en eau | 20 |

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| d. Tension de claquage | 21 |
| e. La masse volumique (densité)..... | 21 |
| II.6.3. Raffinage et stabilité | 21 |
| a. Couleur et aspect..... | 21 |
| b. Soufre courosif (corrosion) | 21 |
| c. L'acidité..... | 21 |
| II.6.4. Performances..... | 22 |
| a. Stabilité à l'oxydation | 23 |
| II.6.5. Propriétés liées à l'hygiène, la sécurité et l'environnement (HSE) | 24 |
| a. Point d'éclaire | 24 |
| II.6.6. Propriétés supplémentaires | 24 |
| II.7. Influence des contaminants sur les propriétés des huiles minérales..... | 24 |
| II.8. Retraitement..... | 25 |
| II.9. Classification des états des huiles..... | 25 |
| II.10. Conclusion..... | 26 |

CHAPITRE III : RESULTATS EXPERIMENTAUX ET INTERPRETATIONS

PARTIE 1

| | |
|--|----|
| III.1.1 Introduction | 27 |
| III.1.2 Procédures et équipements | 27 |
| III.1.2.a Tension de claquage | 27 |
| III.1.2.b Teneur en eau | 29 |
| III.1.2.c Indice de neutralisation | 31 |
| III.1.2.d Couleur et aspect | 33 |
| III.1.2.e Point d'éclair..... | 33 |
| III.1.2.f Soufre corrosif..... | 35 |
| III.1.3 Conclusion..... | 38 |

SOMMAIRE

PARTIE 2

| | |
|--|----|
| III.2.1 Introduction | 39 |
| III.2.2. Les causes de vieillissement des huiles isolantes | 39 |
| III.2.3 Suivi du vieillissement de l'huile | 40 |
| III.2.3.a Acidité | 40 |
| III.2.3.b Tension de claquage..... | 42 |
| III.2.4 Conclusion..... | 44 |
| Conclusion Générale | 46 |

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction Générale

Les transformateurs de puissance jouent un rôle crucial dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité, leur bon fonctionnement sur de longues distances, leur performance et leur fiabilité sont essentielles pour garantir la continuité du service électrique, et par conséquent, toute dégradation de leurs paramètres peut avoir des conséquences significatives sur l'ensemble du réseau électrique.

Toutefois, la durée de vie de ces équipements dépasse les vingt ans, donc bon nombre d'entre eux approchent désormais de la fin de leur cycle d'utilisation. Ce vieillissement des transformateurs pose un défi majeur pour les gestionnaires de réseaux électriques, engendrant souvent des coûts considérables en termes de pannes, de réparations et de pertes financières.

En service, la dégradation du système d'isolation, composé d'huile est l'une des principales causes de défaillance des transformateurs, entraînant une diminution progressive de leur capacité à supporter les contraintes, puisque la plupart des transformateurs de puissance à travers le monde sont remplis avec des liquides isolants. Ces liquides permettent d'assurer non seulement l'isolation électrique, mais d'assurer même son refroidissement puisqu'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 chimiques et d'autre part pour son faible coût. Par ailleurs, de nouveaux liquides de synthèse à basse inflammabilité telles que les huiles silicones ou esters synthétiques ont été mis au point pour remplacer les PCB (polychlorobiphényle) mais leur utilisation reste limitée de par leur coût élevé.

Les huiles minérales isolantes des transformateurs voient leurs caractéristiques changées suite à des phénomènes d'oxydation et des décharges plus au moins avancés dus principalement aux conditions d'exploitation ou atmosphériques. Pour cela, les experts insistent toujours sur la surveillance et le diagnostic réguliers de ces transformateurs.

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres, chacun abordant un aspect crucial de l'étude des transformateurs. Le premier chapitre présente une vue d'ensemble des transformateurs, en explorant leurs principes de fonctionnement, leurs types et applications, ainsi que les paramètres clés qui déterminent leur performance.

Le deuxième chapitre se concentre sur l'huile minérale. L'analyse de ses propriétés, son rôle dans le maintien de l'efficacité des transformateurs, ainsi que plusieurs points importants sont discutés en détail selon des normes bien précises.

Le troisième chapitre est partagé en deux parties ; dans la première partie, nous mettons en évidence la notion du vieillissement de l'huile minérale, tout en faisant une étude comparative entre une huile neuve et une autre usagée. Dans l'autre partie, nous présentons l'expérience qui nous montre cette dégradation et nous discutons des différents résultats obtenus suite aux différents essais effectués au niveau du laboratoire d'Electro-Industries dans des conditions normales d'essais. Nous terminons notre mémoire par une conclusion générale.

En combinant une analyse théorique avec des essais pratiques, ce travail vise à fournir une compréhension profonde du transformateur en général et de l'huile en particulier, et de mettre en lumière les facteurs contribuant à la dégradation de ses paramètres afin que les exploitants des réseaux électriques arrivent à proposer des solutions pour prolonger leur durée de vie.

CHAPITRE I

NOTIONSTHEORIQUESUR LES TRANSFORMATEURS

I.1. Introduction

Le transformateur est un dispositif électrique extrêmement basique, mais il reste l'un des plus pratiques. Le transformateur offre la possibilité de changer la tension et le courant dans un circuit. Grâce à lui, il est possible de transporter l'énergie électrique à de grandes distances de manière économique et de la distribuer dans les usines et les foyers. [1]

I.2. Définition

La définition d'un transformateur Selon la commission électrotechnique internationale, le transformateur 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 courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre la puissance électrique », norme (IEC 60076-1, 2000). [2]

On retrouve les transformateurs dans toutes les applications électriques que cela soit pour l'industrie, le tertiaire, les bâtiments, les machines, l'informatique, les infrastructures, la production d'énergie, etc.

I.3. Rôle des transformateurs

Les transformateurs offrent la possibilité d'augmenter la tension à la sortie des centrales électriques pour le transport sur de longues distances, ce qui permet de réduire les pertes en ligne et de la réduire à l'arrivée afin de l'adapter aux besoins des consommateurs. [3]

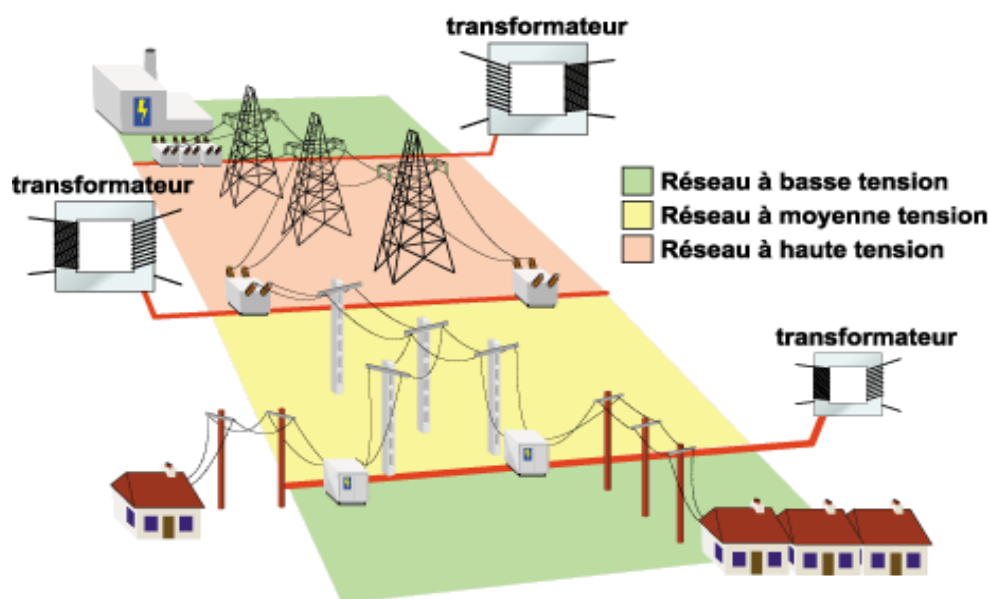


Figure I.1 : Schéma d'un réseau de transport d'énergie électrique

I.4. Principe de fonctionnement

Cette machine est constituée de deux enroulements ; L'enroulement primaire qui reçoit la puissance active de la source, tandis que l'enroulement secondaire restitue exactement cette même puissance. (Figure I.2)

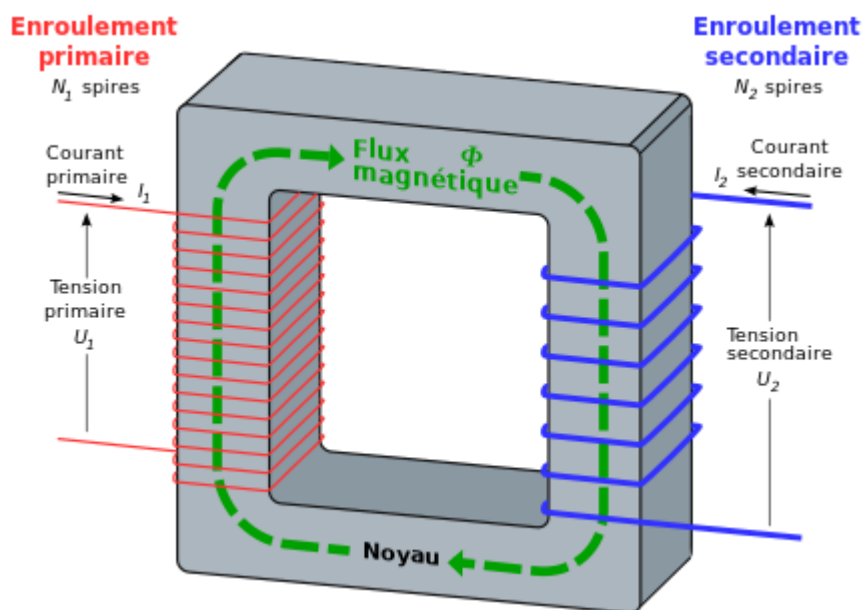


Figure I.2 : schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur monophasé

Le côté de la source est appelé le primaire (HT). Le côté de la charge est appelé le secondaire (BT).

Il convient de noter qu'aucune connexion électrique n'est présente entre le primaire et le secondaire. Tout le couplage entre les deux enroulements est magnétique.

Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique (noyau) un flux alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires N_1 du primaire et de la tension U_1 appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension (F.é.m.) proportionnelle aux nombres de spires N_2 du secondaire. [4]

Autrement dit, ces deux derniers englobent un flux magnétique partagé ; l'enroulement primaire crée un flux d'induction dans le circuit magnétique. L'enroulement secondaire, quant à lui, englobe ce flux et le transforme en une force électromotrice alternative.

En conséquence, un courant (I_2) est induit dans l'enroulement secondaire, qui alimente ensuite les récepteurs d'énergie électrique.

I.5. Constitution générale

Le transformateur est constitué de deux parties essentielles comme le montre la figure suivante :

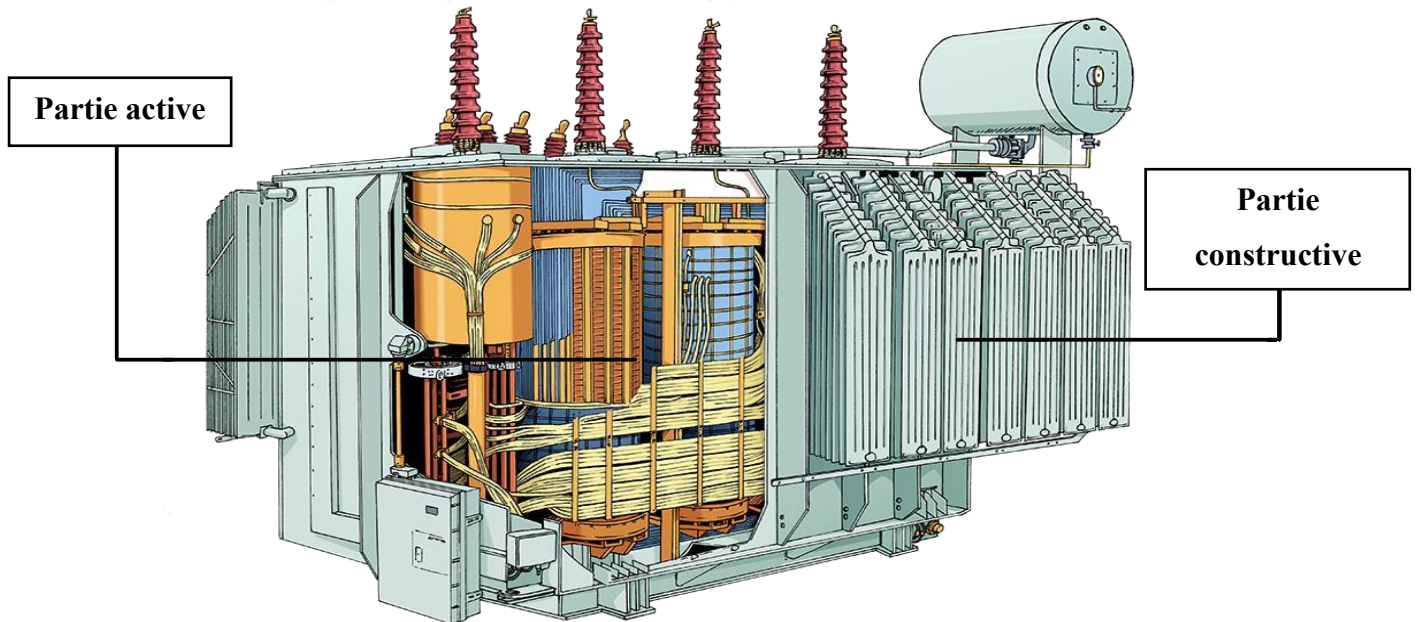


Figure I.3 : Constitutions d'un transformateur triphasé

I.5.1. Partie active

La partie active du transformateur est l'ensemble des éléments qui contribuent directement à la conversion de l'énergie électrique. Elle est composée de deux éléments principaux, le circuit magnétique et les enroulements (bobinages).

a. Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles fines à graine orientés et haute perméabilité contenant 3% de fer silicium, disposées dans un même plan parallèlement et perpendiculairement les unes aux autres. La structure circulaire de la section droite en gradin (forme d'escaliers) est semblable à celle des bobines. Cela permet d'optimiser l'espace occupé par le transformateur, de réduire les fuites magnétiques et de faciliter son assemblage.[4]

La fonction principale du circuit magnétique est de canaliser le flux produit par l'enroulement primaire afin de diminuer les pertes.

Ce noyau comporte trois colonnes réunies par deux culasses. (Figure I.4)

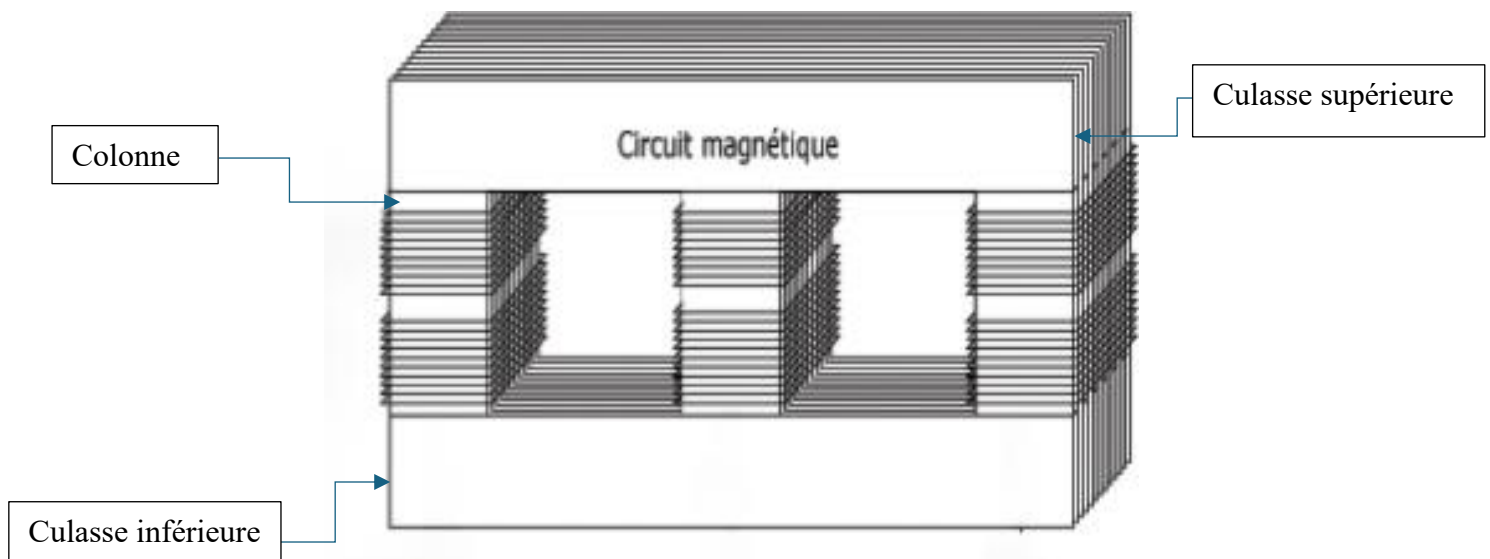


Figure I.4 : Circuit magnétique d'un transformateur triphasé

Suivant la forme du circuit magnétique, on distingue deux types principaux qui sont : **Type cuirassés** et **Type à colonnes**.

b. Les enroulements

Les enroulements sont constitués de spires de fil conducteur, généralement en cuivre ou en aluminium de forme circulaire ou rectangulaire, enroulées autour du noyau magnétique.[5]

Le transformateur comporte deux enroulements montés sur les colonnes du noyau qui sert de support :

- **L'enroulement primaire :**

La tension est élevée et l'intensité du courant est de faible valeur, ce qui impose un fil conducteur de faible section et un nombre de spires plus important.

- **L'enroulement secondaire :**

Pour cet enroulement, la section du fil doit être importante et le nombre de spires soit réduit, ce qui correspond au courant fort et une tension moins élevée qui sont délivrés par cet enroulement.

On distingue deux dispositions principales des bobines sur le noyau :

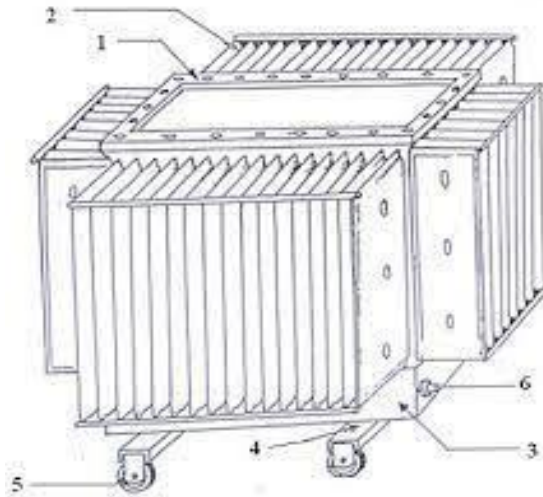
- Bobinage en couches.
- Bobinage à galettes.

I.5.2. Partie constructive

Cette partie comporte des éléments mécaniques qui servent à la protection, la fixation et le refroidissement de la partie active du transformateur. Ces éléments sont les suivants :

a. La cuve

Elle renferme et protège les composants internes contre les chocs, les vibrations, les poussières et l'humidité. Munie d'ailettes de refroidissement par l'huile pour dissiper la chaleur produite par les pertes du transformateur.



1- Cadre. 2- Parois ondulées. 3- Partie inférieure. 4- Support. 5- Galet de roulement. 6- Bouchon de vidange.

Figure I.5 : Cuve d'un transformateur triphasé

b. Le couvercle

Le couvercle est une pièce métallique, qui occupe une place essentielle dans la cuve car il représente la partie supérieure du transformateur qui assure la fermeture de la cuve. Il peut être utilisé pour protéger la cuve, et permettre l'accès aux composants internes pour la maintenance et les réparations.



Figure I.6 : couvercle d'un transformateur.

On peut trouver quelques accessoires du transformateur sur ce couvercle tels que :

- **Les traversées**

L'objectif des traversées est de garantir la liaison électrique entre les extrémités des enroulements d'un côté et les lignes d'arrivée de l'autre. Elles assurent une répartition optimale du champ électrique et une fixation étanche et solide sur le couvercle dans son ensemble.



Figure I.7 : Traversées d'un transformateur triphasé.

- **Soupape de surpression**

Libère la pression excessive en cas de défaillance interne du transformateur.



Figure I.8 : soupape de surpression

- **Le conservateur d'huile**

Il offre la possibilité de remplir complètement la cuve et diminue la surface de l'huile en contact avec l'air extérieur humide. De plus, il agit comme un moyen de contrôle du niveau d'huile en cas de dilation causée par les différentes conditions climatiques.



Figure I.9: Conservateur d'huile d'un transformateur

- **Le liquide diélectrique**

C'est un mélange d'hydrocarbures provenant de la distillation du pétrole brut, après extraction des produits volatiles. On obtient ainsi l'huile pour transformateurs, qui est un liquide dont

l'immersion de la partie active a non seulement l'avantage d'une meilleure isolation, mais aussi celui de la facilité de refroidissement par circulation naturelle de l'huile. [5]

On trouve aussi les isolateurs en porcelaine au primaire, le commutateur, la prise de terre, les éclateurs, le relais Buchholz, et plein d'autres composants.

Synergie entre les parties

Les parties active et constructive fonctionnent ensemble de manière transparente. La conception du circuit magnétique et des enroulements détermine le rendement du transformateur et ses capacités de transformation de tension. Parallèlement, les éléments constructifs assurent le bon fonctionnement et la protection de ces composants actifs. Le choix des matériaux, l'efficacité du refroidissement et une isolation appropriée sont essentiels pour un transformateur fiable et sûr.

I.6. Les couplages

I.6.1. Groupe de couplage

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension.

L'enroulement haute tension (primaire) d'un transformateur triphasé peut être connecté en **étoile** (symbole Y) ou en **triangle** (symbole D ou Δ).

L'enroulement basse tension (secondaire) peut être connecté en **étoile** (symbole y) en **triangle** (symbole d) ou en **zigzag** (symbole z).

Une lettre majuscule correspondant au couplage du côté HT, une lettre minuscule correspondant au couplage BT et un nombre correspondant à l'indice horaire.

a. Couplage étoile

Il permet la sortie du point neutre, très utile en basse tension. Deux tensions sont disponibles : simple et composée. Il peut être avec/sans neutre.

b. Couplage triangle

Il requiert davantage de spires par colonne que l'enroulement étoile, il n'est pas possible d'obtenir un neutre.

c. Couplage zigzag

On l'utilise lorsque la charge est déséquilibrée, afin de mieux répartir les déséquilibres sur les trois colonnes.

Comme nous avons trois couplages possibles pour le côté HT et trois pour le côté BT, cela nous fait six possibilités de couplage pour le transformateur :

- Y-y: étoile-étoile.
- Y-Δ: étoile-triangle.
- Y-z: étoile-zigzag.
- Δ-y: triangle-étoile.
- Δ-Δ: triangle-triangle.
- Δ-z: triangle-zigzag.

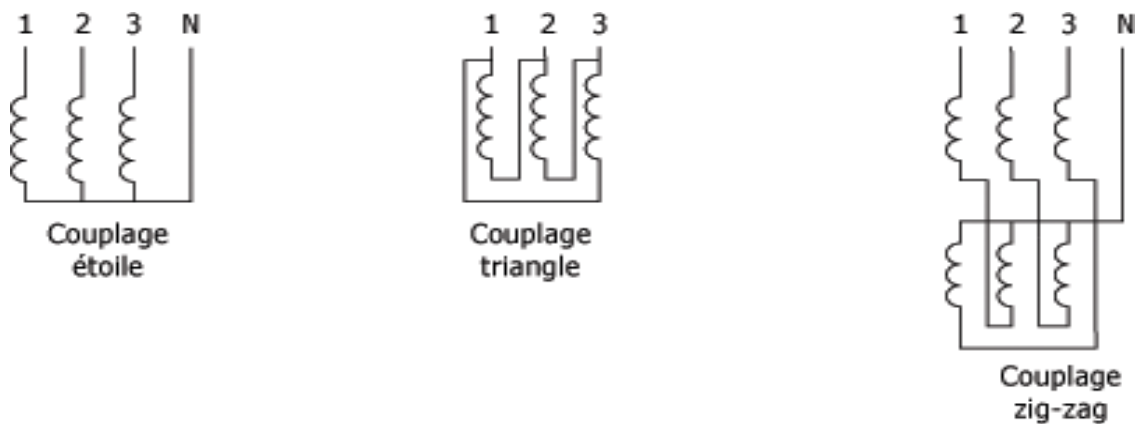


Figure I.10 : Les différents couplages du transformateur

I.6.2. Choix du couplage

On a intérêt à choisir

- Un couplage étoile aux hautes tensions. Chaque enroulement supporte une tension :

$$V=U/\sqrt{3}$$

- Un couplage triangle : aux forts courants. L'intensité par enroulement est:

$$J=I/\sqrt{3}$$

I.7. Les différents types de transformateurs classiques

Les transformateurs sont utilisés dans un large éventail de domaines. En fonction du secteur d'utilisation, les appareils présenteront des variations dans leurs caractéristiques de fabrication. [4]

Les différents types de transformateurs ont un principe de fonctionnement identique. Ainsi, il existe plusieurs type de transformateurs,

- Transformateur immergé dans l'huile
- Transformateur sec
- Autotransformateur
- Transformateur de puissance
- Transformateur variable
- Transformateurs d'isolement
- Transformateur d'impédance
- Transformateur de mesure (Tension et Intensité)

I.8. Rapport de transformation et Indice horaire

I.8.1. Rapport de transformation

C'est le rapport de valeur efficace de la tension composée secondaire à vide (U_{20}) et de la tension primaire (U_1).

La relation est donnée comme suit $m = \frac{U_{20}}{U_1} = \frac{N_2}{N_1}$

Le rapport de transformation(m) qui relie les grandeurs analogues du primaire et du secondaire ne dépend pas uniquement des tensions, mais aussi du nombre de spires au primaire et au secondaire. [5]

I.8.2. Indice horaire

L'indice horaire h représente un nombre entier compris entre 0 et 11 qui traduit le déphasage θ entre deux tensions primaire et secondaire homologues avec :

$$h = \frac{\theta}{\pi/6}$$

Sur un transformateur triphasé le primaire et le secondaire seront déphasés d'un angle qui dépendra des couplages choisis au primaire et au secondaire. En triphasé, les déphasages obtenus sont nécessairement des multiples entiers de 30° ($\pi/6$). [6]

I.9. Les pertes dans un transformateur

I.9.1. Pertes fer

La variation périodique du flux magnétique provoque des pertes d'énergie dans les tôles du circuit magnétique par courants de Foucault et par hystérésis.

- a. **Pertes par hystérésis:** Elles sont dues au retard de l'aimantation par rapport au champ magnétique.
- b. **Pertes par courants de Foucault:** Les masses métalliques qui se trouvent dans un champ magnétique subissent une variation de ce champ qui crée des courants de Foucault.

I.9.2. Pertes Joule

Le passage du courant dans les enroulements provoque des pertes d'énergie proportionnelles à la résistivité et au volume du conducteur ainsi qu'au carré de la densité du courant.

I.9.3. Pertes supplémentaires

Ce sont les pertes dans les isolateurs ainsi que les pertes dans les différentes pièces de serrage et joints du circuit magnétique.

I.10. Isolation et Système de refroidissement

Les isolants utilisés dans les transformateurs peuvent être classés comme suit :

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont équipés de bobines en fil de cuivre émaillé (isolé avec du vernis), chaque couche étant isolée de la suivante par du papier.

Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines parfois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné, séparées par des isolants tels que la fibre de bois, assurant une isolation efficace.

En ce qui concerne la carcasse du transformateur, l'isolation est composée principalement de cellulose et d'huile, avec la cellulose agissant comme élément diélectrique pour stocker une charge électrique et isoler les conducteurs, tandis que l'huile fournit une puissance diélectrique adéquate et contribue au refroidissement du transformateur.[7]

Pour le refroidissement des transformateurs, différents systèmes sont utilisés pour contrôler la chaleur générée. Les transformateurs peuvent être refroidis par immersion dans de l'huile, par

circulation d'air forcée ou par refroidissement à l'eau. L'huile isolante utilisée dans les transformateurs sert également de liquide de refroidissement, dissipant la chaleur générée par les pertes dans le transformateur.[8]

I.11. Conclusion

Dans le chapitre, nous avons approfondi notre compréhension des principes fondamentaux de ces dispositifs électriques essentiels. Nous avons étudié en détail leur fonctionnement, leur structure et leur rôle crucial dans la transmission et la distribution de l'énergie électrique. De plus, nous avons exploré les différents types de transformateurs et leur utilisation dans divers secteurs de l'industrie et de l'énergie. Cette connaissance approfondie des transformateurs nous permet de mieux apprécier leur importance et leur impact dans notre société moderne.

CHAPITRE II

HUILES MINÉRALES ISOLANTES

POUR TRANSFORMATEURS

II.1. Introduction

Dans le passé, différentes huiles, telles que les huiles végétales et animales, étaient utilisées dans les transformateurs. Cependant, ces huiles présentaient des limitations en termes de stabilité à haute température et de propriétés diélectriques.

L'introduction des huiles minérales a marqué une avancée majeure en termes d'efficacité et de performance des transformateurs. Les huiles minérales actuellement utilisées sont spécialement formulées pour répondre aux exigences de ces appareils. Elles offrent une isolation électrique optimale, une conductivité thermique adéquate pour le refroidissement et une stabilité chimique élevée. De plus, elles sont généralement plus abordables que d'autres types d'huiles utilisées dans les transformateurs. Cela en fait un choix populaire pour de nombreuses applications.

II.2. Présentation générale des huiles

De manière générale, il est rare de trouver un isolant liquide possédant toutes les propriétés nécessaires à un usage spécifique. Cela signifie que les caractéristiques électriques, chimiques et physiques d'un liquide peuvent varier considérablement en fonction de l'application. Les huiles isolantes sont classées en fonction de leur source, en quatre types principaux : **les huiles végétales** (dérivées de sources naturelles), **les huiles minérales** (à base de pétrole raffiné), **les liquides synthétiques** et **l'huile de silicone**. Cette classification est basée sur l'ordre dans lequel ces huiles ont été introduites dans les applications électrotechniques. Dans un premier temps, les huiles végétales ont été utilisées, puis les huiles minérales ont été développées. Par la suite, des liquides synthétiques et silicones ont été créés pour répondre aux limites de l'huile minérale dans certaines applications.[14]

II.2.1. Huiles minérales

Les huiles minérales sont les plus couramment utilisées comme huiles isolantes. Elles ont une bonne rigidité diélectrique, une stabilité thermique élevée et une résistance à l'oxydation. Elles sont également compatibles avec la plupart des matériaux utilisés dans les transformateurs.

II.2.2. Huiles végétales

Les huiles végétales sont d'origine naturelle et peuvent être dérivées de plantes comme le colza ou le soja. Elles sont biodégradables et respectueuses de l'environnement. Cependant, elles ont généralement une rigidité diélectrique plus faible et une stabilité inférieure par rapport aux huiles minérales.

II.2.3. Huiles silicones

Les huiles silicones sont des huiles synthétiques à base de silicium. Elles ont une excellente stabilité thermique, une bonne rigidité diélectrique et une faible volatilité. Les huiles silicones sont souvent utilisées dans des applications à haute température ou dans des environnements extrêmes, ce qui signifie qu'elles ont une faible viscosité, donc une meilleure fluidité par rapport aux autres huiles.

II.2.4. Huiles synthétiques

Les huiles synthétiques sont fabriquées chimiquement et peuvent avoir des compositions variées. Elles sont conçues pour répondre à des exigences spécifiques en termes de stabilité thermique, de rigidité diélectrique et de compatibilité avec les matériaux. Les huiles synthétiques offrent souvent une performance supérieure par rapport aux autres types d'huiles isolantes, mais elles peuvent être plus coûteuses.

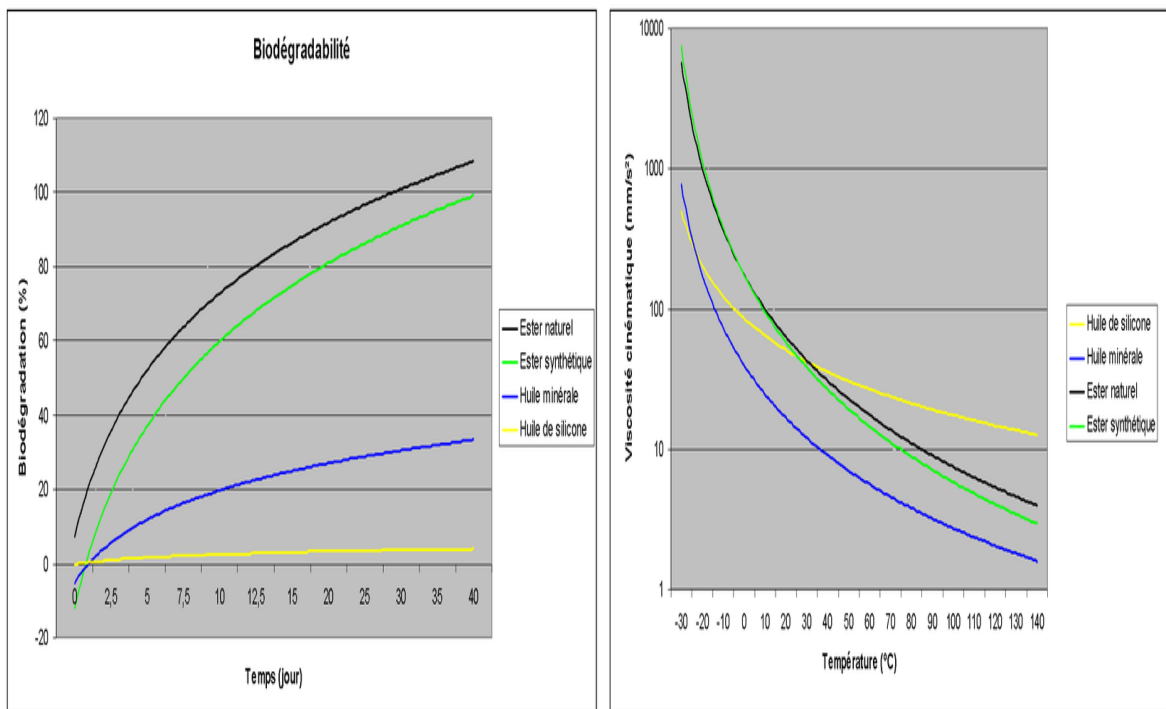


Figure II.1 : Viscosité cinématique et biodégradabilité des différents types d'huiles

II.3. Rôle des huiles isolantes

Dans le domaine de l'électrotechnique, les huiles isolantes servent d'imprégnant pour l'isolation et de produits de remplissage pour différents types d'équipements électriques. Leur fonction

principale est d'éliminer l'air et les autres gaz, améliorant ainsi la rigidité diélectrique de l'isolation. Elles assurent deux principales fonctions :

II.3.1. Fonction d'isolation (diélectrique)

L'huile isolante fournit une isolation électrique efficace entre les parties sous tension du transformateur, telles que les enroulements des bobines et le noyau, ainsi que d'autres parties métalliques. Elle est spécialement conçue pour avoir une excellente stabilité diélectrique, ce qui signifie qu'elle peut résister à des tensions électriques élevées sans se rompre. Cette stabilité diélectrique est cruciale pour empêcher les courts-circuits et les arcs électriques, qui pourraient endommager le transformateur ou causer des pannes dans le réseau électrique.

II.3.2. Fonction de transfert de chaleur (refroidissement)

Pendant le fonctionnement, le transformateur génère de la chaleur en raison des pertes électriques et du courant circulant à travers les enroulements. L'huile minérale isolante circule à travers le transformateur, absorbant cette chaleur en la transportant vers les zones de refroidissement, telles que les échangeurs de chaleur. Une fois la chaleur transférée aux zones de refroidissement, elle est dissipée dans l'environnement, permettant ainsi au transformateur de maintenir sa température appropriée, afin d'assurer son bon fonctionnement et prolonger sa durée de vie.

II.4. L'huile minérale

II.4.1. Termes et définitions

a. Huile minérale isolante

Selon la norme IEC 60050; « un liquide isolant pour transformateurs des matériels électriques analogues (appareillages de connexion, changeurs de prises, par exemple), dérivé de produits pétroliers et/ou d'autres hydrocarbures ». Elles incluent les huiles minérales isolantes neuves et recyclées.[9]

b. Huile minérale isolante neuve

Une huile obtenue par raffinage, modification et/ou mélange de produits pétroliers et d'autres hydrocarbures, et qui n'a été ni utilisée dans des matériels électriques ni mise à leur contact ou au contact de tout autre matériel non exigé à sa fabrication, son stockage ou son transport.[10]

c. Huile minérale isolante recyclée

Huile minérale précédemment utilisée dans un équipement électrique qui a été soumis à un raffinage ou à une régénération après avoir été retiré de l'équipement électrique.[16]

d. Huile inhibée

L'huile inhibée est une huile qui contient des inhibiteurs chimiques pour protéger le transformateur contre la détérioration due à l'oxydation et à d'autres réactions chimiques indésirables.

e. Huile non inhibée

Huile qui ne contient pas d'inhibiteur d'oxydation ni d'autres additifs antioxydants. [11]

f. Huile faiblement inhibée

Huile qui contient des inhibiteurs chimiques en quantités réduites par rapport à l'huile inhibée.

g. Inhibiteur

Inhibiteur est une substance chimique ajoutée à l'huile d'un transformateur pour prévenir ou ralentir les réactions chimiques indésirables comme l'oxydation. Ils aident à prolonger la durée de vie de l'huile et à maintenir ses propriétés diélectriques et sa stabilité à long terme.

h. Additif

L'additif est une substance chimique ajoutée à l'huile d'un transformateur pour améliorer certaines de ses caractéristiques, telles que sa viscosité ou sa conductivité thermique.

II.5. Traitement de l'huile

Le traitement de l'huile des transformateurs est une étape cruciale dans l'entretien des transformateurs électriques, qui se fait par les fournisseurs de l'huile et non pas au niveau de l'entreprise. Cette opération vise à maintenir la qualité de l'huile isolante du transformateur afin d'assurer son bon fonctionnement et sa durabilité. Voici un aperçu des étapes typiques du traitement de l'huile des transformateurs, Avant de commencer le traitement, une analyse de l'huile est généralement effectuée pour évaluer son état et déterminer les impuretés présentes, comme l'humidité, les particules métalliques, les acides, etc.

- 1. Déshydratation:** La première étape du traitement consiste souvent à éliminer l'humidité de l'huile. Cela peut être fait en utilisant des méthodes de déshydratation telles que la filtration sous vide ou l'utilisation de déshydratants chimiques.
- 2. Filtration:** Une fois que l'humidité est réduite à un niveau acceptable, l'huile est généralement filtrée en deux fois pour éliminer les particules solides et les contaminants; la filtration initiale sert à éliminer les grosses particules et les impuretés visibles. Tandis que la 2^{ème} filtration est plus fine que la première, car l'huile passe à travers des filtres de haute précision pour éliminer les plus petites particules restantes de la 1^{ère} filtration.
- 3. Dégazage:** Le dégazage de l'huile est important pour éliminer les gaz dissous, tels que l'oxygène, l'azote et les hydrocarbures volatils, qui pourraient compromettre la performance du transformateur.
- 4. Régénération:** Dans certains cas, lorsque l'huile est contaminée par des produits de dégradation, elle peut être régénérée en utilisant des techniques telles que la distillation sous vide ou la désulfuration.
- 5. Analyse post-traitement:** Une fois le traitement de l'huile terminé, une analyse post-traitement est effectuée pour évaluer l'efficacité du processus et s'assurer que l'huile répond aux normes de qualité requises.

Il est important de noter que le traitement de l'huile des transformateurs doit être effectué par des professionnels qualifiés et dans le respect des normes de sécurité et de l'environnement.

II.6. Propriétés de l'huile minérale à analyser après traitement

Lorsqu'il s'agit d'analyser une huile minérale, il est essentiel d'examiner différentes caractéristiques du produit. À cet égard, voici un aperçu des caractéristiques pertinentes pour évaluer la situation, en particulier pour l'ingénieur chargé de l'entretien des équipements.

II.6.1. Propriétés électriques

a. Rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique à fréquence industrielle est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut appliquer à l'huile sans décharge [15]. L'huile minérale a une rigidité électrique élevée, ce qui signifie qu'elle peut résister à des fortes tensions électriques avant de provoquer une décharge électrique indésirable.

b. Résistivité / conductivité

La conductivité σ d'un liquide isolant est due à la présence de charges libres sous l'effet d'un champ électrique, ces charges se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction.

La résistivité ρ est une propriété fortement dépendante du conditionnement. Ainsi, la résistivité d'une huile est influencée par la présence d'impuretés (poussières, particules, gaz, humidité) lesquelles, même en quantités très faibles (quelques ppm), influent sur les valeurs mesurées pour être isolant électrique, un liquide doit conduire le moins possible le courant électrique lorsqu'une tension lui est appliquée, sa conductivité doit donc être la plus faible possible, et inversement sa résistivité doit être la plus forte possible.

c. Facteur de dissipation diélectrique (FDD)

Le FDD mesure les pertes diélectriques provoquées par l'huile. Un FDD élevé peut signaler une contamination de l'huile par l'humidité, des particules ou d'autres contaminants, ou un raffinage de médiocre qualité.

II.6.2. Propriétés fonctionnelles

Il s'agit des propriétés de l'huile ayant un impact sur son rôle de liquide isolant et caloporteur dont la viscosité, la masse volumique, le point d'écoulement, la teneur en eau, la tension de claquage.

a. La viscosité

Une mesure de la résistance de l'huile à l'écoulement. Elle influe sur le transfert de chaleur, et par conséquent la montée en température de l'appareil [14]. Il faut noter que lorsque la température de l'appareil augmente, la viscosité de l'huile diminue, par conséquent l'huile devient plus fluide, et donc améliore le transfert de chaleur.

b. Point d'écoulement

C'est la température la plus basse à laquelle l'huile s'écoule encore.

c. Teneur en eau

La teneur en eau mesure la quantité d'eau présente dans l'huile. Il est important de maintenir la teneur en eau car une quantité excessive d'eau peut affecter les performances du transformateur. L'eau peut contaminer l'huile et réduire sa capacité à isoler et à dissiper la chaleur, ce qui peut entraîner des problèmes de fonctionnement et de fiabilité.

d. Tension de claquage

Une mesure de la capacité de l'huile de résister à une contrainte électrique. La mesure de cette propriété se fait à l'aide d'un dielectrimètre à électrodes hémisphériques ou sphériques. Cette tension est fortement influencée par la présence d'humidité ou autres impuretés se présentant sous forme de corps étrangers. Cette tension de claquage doit nécessairement être vérifiée lors du remplissage de la cuve. Par la suite il sera procédé à des vérifications périodiques pour se rendre compte de l'évolution de ce paramètre.

e. La masse volumique (densité)

Sous climat froid, la masse volumique de l'huile doit être assez basse pour éviter que la glace formée par congélation d'eau libre ne flotte et éventuellement conduise au développement de défauts comme un amorçage entre conducteurs. [10]. Elle doit être mesurée selon l'ISO 12185.

II.6.3. Raffinage et stabilité

Il s'agit des propriétés de l'huile qui dépendent de la qualité et du type de raffinage et additifs. Elles peuvent inclure l'aspect; l'acidité et le soufre corrosif.

a. Couleur et aspect

La couleur et l'aspect d'une huile minérale sont des facteurs révélateurs surtout quand il s'agit d'une huile déjà en service. Une couleur sombre indique que le processus de dégradation de l'huile est entamé. [12] la couleur doit être mesurée selon l'ISO 2049 ou l'ASTM D1500.

b. Soufre corrosif (corrosion)

Dans la norme DIN 51353, la méthode d'évaluation consiste à plonger une lame de cuivre ou d'argent dans l'huile à 100 °C pendant 19h. La méthode consiste à analyser le taux du soufre qui ne doit pas être détectable par les lames.

c. L'acidité

Elle s'exprime par l'indice de neutralisation, et mesurée conformément à l'IEC 62021-2. L'huile minérale isolante ne doit pas contenir aucun composé acide [10], car une huile acide peut endommager l'état du papier et des parties métalliques du transformateur d'une part, et indique s'il peut y avoir une formation éventuelle de boues qui peuvent obstruer des canaux de refroidissement à l'intérieur du bobinage d'autre part.

II.6.4. Performances

Il s'agit des propriétés liées au comportement à long terme de l'huile en service, et/ou à sa tenue à des contraintes électriques ou thermiques élevées. En ce qui concerne les performances, les huiles isolantes pour transformateurs sont réparties en **Type A** (Tableau II.1) et en **Type B** (Tableau II.2). [10]

- Les huiles isolantes de **type A** sont totalement inhibées et présentent une plus grande stabilité à l'oxydation que les huiles isolantes de **type B**.
- Les huiles isolantes de **type B** peuvent être non inhibées, faiblement inhibées, ou totalement inhibées et présentent une bonne résistance à la dégradation, ainsi qu'une bonne stabilité à l'oxydation.

Tableau II.1 : Spécifications générales, Type A (Huile de qualité supérieure totalement inhibée)

| Propriété | Méthode d'essai | Limites |
|--------------------------------|--|---|
| 1-Fonction | | |
| Viscosité à 40° C | ISO 3104 ou ASTM DC7042 | 12mm ² /s au maximum |
| Point découlement | ISO 3016 | -40° C au maximum |
| Teneur en eau | IEC 60814 | 30mg/kg au maximum |
| Tension de claquage | IEC 60156 | 30KV au minimum |
| Masse volumique à 20° | ISO 12185 ou ISO 3675 ou ASTM D7042 | 895 Kg/m ³ au maximum |
| 2- Raffinage/ Stabilité | | |
| Couleur | ISO 2049 | 1.5 au maximum |
| Aspect | | Limpide, exempté de dépôts et de matières en suspension |
| Acidité | IEC 62021-2 ou 62021-2 | 0.01mg KOH/g au maximum |
| Tension interfaciale | IEC 62961 ou ATSM D971 | 40 mN/m au minimum |
| Soufre corrosif | DIN 51353 | Non corrosif |
| 3- Performance | | |
| Stabilité à l'oxydation | IEC 61125 Durée d'essai Huile inhibée 500h | |
| 4- Hygiène-sécurité | | |
| Point d'éclair | ISO2719 | 135°C au minimum |

Tableau II.2 : Spécifications générales, Type B (Huile de qualité standard totalement non inhibées et inhibée)

| Propriété | Méthode d'essai | Limites |
|--------------------------------|---|---|
| 1-Fonction | | |
| Viscosité à 40° C | ISO 3104 ou ASTM DC7042 | 12mm ² /s au maximum |
| Point découlement | ISO 3016 | -40° C au maximum |
| Teneur en eau | IEC 60814 | 30mg/kg au maximum |
| Tension de claquage | IEC 60156 | 30KV au minimum |
| Masse volumique à 20° | ISO 12185 ou ISO 3675 ou ASTM D7042 | 895 Kg/m ³ au maximum |
| 2- Raffinage/ Stabilité | | |
| Couleur | ISO 2049 | 1.5 au maximum |
| Aspect | | Limpide, exempte de dépôts et de matières en suspension |
| Acidité | IEC 62021-2 ou 62021-2 | 0.01mg KOH/g au maximum |
| Tension interfaciale | IEC 62961 ou ATSM D971 | 40 mN/m au minimum |
| Soufre corrosif | DIN 51353 | Non corrosif |
| 3- Performance | | |
| Stabilité à l'oxydation | IEC 61125 Durée d'essai Huile non inhibée 164h Huile faiblement inhibée 332h Huile inhibée 500h | |
| 4- Hygiène-sécurité | | |
| Point d'éclair | ISO2719 | 135°C au minimum |

a. Stabilité à l'oxydation

L'oxydation de l'huile déclenche la formation d'acides et de boues. Ce phénomène peut être limité en utilisant des huiles ayant une stabilité à l'oxydation élevés, réduisant donc le plus possible les dépôts de boues et optimisant la durée de vie de l'isolation. La stabilité à l'oxydation est vérifiée par essai conformément à l'IEC 61125 [10].

II.6.5. Propriétés liées à l'hygiène, la sécurité et l'environnement (HSE)

Il s'agit des propriétés de l'huile liées à leur manipulation en toute sécurité et à la protection.

a. Point d'éclair

Le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement des vapeurs. Dès que la concentration de ces vapeurs dans l'atmosphère surmontent, le liquide devient suffisant pour former un mélange inflammable, et brûlent à l'approche d'une flamme. La température correspondante est appelée point d'éclair [13].

II.6.6. Propriétés supplémentaires

Outre les caractéristiques mentionnées précédemment, il existe d'autres propriétés dites supplémentaires que nous pouvons mentionner, car elles caractérisent les huiles minérales. Ces attributs sont liés à:

- La tendance à la charge électrostatique
- La propriété de gassing
- Propriétés thermiques
- Propriétés lubrifiantes
- Teneur en particules

II.7. Influence des contaminants sur les propriétés des huiles minérales

Dans les industries de fabrication des transformateurs, il est impératif de tenir en compte les éléments qui influent négativement sur l'huile utilisée dans ces machines, et qui ne peuvent pas être gérées par les usagers tels que les facteurs climatiques.

On peut citer aussi:

- **L'humidité:** Une quantité excessive d'humidité peut réduire la résistance diélectrique de l'huile et causer des problèmes d'isolation électrique.
- **Particules solides:** Des substances solides telles que la poussière, les fibres ou les résidus qui peuvent provoquer des courts circuits et des dommages mécaniques dans les transformateurs électriques.

- **Gaz dissous:** Des gaz tels que l'oxygène, l'azote ou le dioxyde de carbone qui sont dissous dans l'huile isolante. Ils peuvent former des bulles d'air et réduire la stabilité de l'huile, compromettant ainsi son efficacité isolante
- **Acides organiques:** Des composés chimiques organiques présents dans l'huile isolante. Ces acides peuvent être formés par la dégradation thermique de l'huile ou par la contamination par des matériaux organiques. Les acides organiques peuvent accélérer la dégradation de l'huile et réduire sa durée de vie.

II.8. Retraitement

Il s'agit d'un processus qui élimine ou réduit la contamination physique au moyen de procédés physiques (filtration, séchage, dégazage, ...etc.).[15]

Le retraitement est réalisé sur le site de l'utilisateur (l'entreprise ELECTRO-INDUSTRIES « ENEL »), en utilisant uniquement des moyens physiques pour réduire ou éliminer les gaz, l'eau, les particules et les contaminants solides.

Les moyens physiques utilisés comprennent plusieurs types de filtration, de centrifugation et de techniques de séchage sous vide.

II.9. Classification des états des huiles

Selon l'expérience industrielle actuelle, les huiles peuvent être classées dans la catégorie « satisfaisant », « juste correct » ou « mauvais » en fonction de l'évaluation des propriétés importantes et de la possibilité de redonner à ces propriétés les caractéristiques souhaitées.[15]

- **Satisfaisant**

Huile en état normale; poursuivre l'échantillonnage

- **Juste correct**

Dégradation de l'huile détectable; un échantillonnage plus fréquent est recommandé

- **Mauvais**

Dégradation anormale de l'huile; une action immédiate est conseillée.

II.10. Conclusion

Pour ce chapitre, nous avons d'abord abordé les huiles isolantes en général, en expliquant leur importance dans les transformateurs. Ensuite, nous avons plongé plus en profondeur dans l'huile minérale dont on a parlé de son rôle essentiel dans l'isolation électrique et la dissipation de la chaleur, ainsi que de ses propriétés spécifiques qui la rendent idéale pour cette application. On a également abordé d'autres points importants, comme les tests et les normes de qualité auxquels ces huiles sont soumises.

CHAPITRE III

RESULTATS EXPERIMENTAUX ET INTERPRETATIONS

Partie 1

III.1.1 Introduction

Afin d'évaluer la qualité, les propriétés et l'état de l'huile, des tests sont réalisés sur des échantillons au niveau du laboratoire. Ces tests permettent de voir le degré de dégradation de l'huile durant le temps. Ils servent à mesurer certains paramètres importants de l'huile qui informant sur l'efficacité et la sécurité des transformateurs.

Pour ce chapitre, nous avons étudié deux échantillons d'huile ; l'une est neuve, extraite d'une huile à la livraison (avant remplissage du transformateur). L'autre est usagée recueillie lors de l'opération de réparation après 19 ans de service.

III.1.2 Procédures et équipements

III.1.2.a Tension de claquage

a. Matériels utilisés

Le dispositif utilisé est le dielectrimètre contenant une cellule en verre d'un volume de 500 ml. Cette cellule doit être réalisée dans un matériau isolant électrique, transparent, chimiquement inerte et résistant à l'isolant liquide ainsi qu'aux produits de nettoyage qui peuvent être utilisés [14]. Le dielectrimètre est doté de deux électrodes hémisphériques de diamètre 36 mm, distantes l'une de l'autre à 2,5 mm et disposées sur l'axe horizontal.

Les dispositifs expérimentaux sont illustrés et montrés sur les figures suivantes :



Figure III.1 : Dispositif d'essai de la tension de claquage

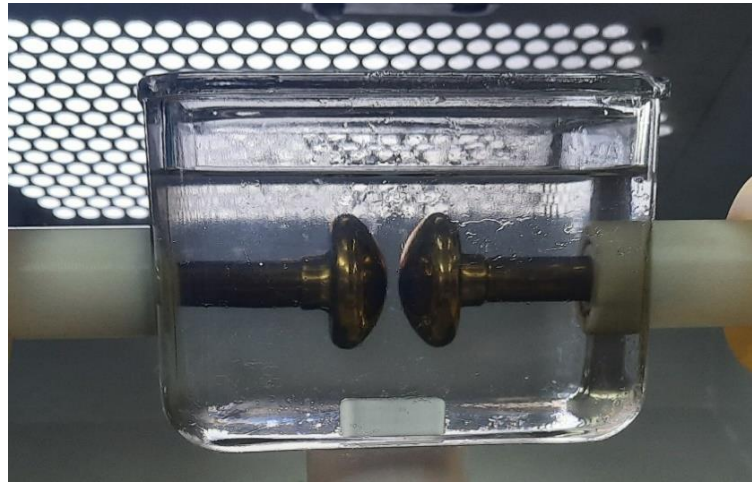


Figure III.2 : Cellule d’essai de la tension de claquage

b. Mode opératoire

Juste avant le remplissage de la cellule d'essai, agiter doucement le récipient contenant l'échantillon en le renversant plusieurs fois afin d'homogénéiser, autant que possible, les impuretés du liquide, sachant que le remplissage de la cellule se fait à faible vitesse pour éviter la formation de bulles d’air.

c. Résultats obtenus

Les tensions de claquage obtenues sont montrées dans le (Tableau III.1) suivants :

| Tension de claquage(kV) | Huile minérale neuve | Huile minérale usagée |
|-------------------------|----------------------|-----------------------|
| 1 ^{ère} valeur | 52.8 | 34.2 |
| 2 ^{ème} | 59.6 | 30.4 |
| 3 ^{ème} | 52.8 | 33.6 |
| 4 ^{ème} | 22.9 | 29.7 |
| 5 ^{ème} | 46.4 | 30.9 |
| 6 ^{ème} | 33.5 | 28.3 |

Tableau III.1 : Les valeurs de tension de claquage pour les différents échantillons

Après avoir obtenu les six valeurs, nous calculons leurs valeurs moyennes. Le résultat est présenté dans le (Tableau III.2) suivant :

| Huile | Neuve | Usagée |
|---------------------|-------|--------|
| Valeur moyenne (KV) | 44.66 | 31.1 |

Tableau III.2: Les valeurs moyennes des deux échantillons

d. Interprétation

Selon la norme IEC 60156 (30 kV minimum), les résultats suggèrent que l'huile neuve est satisfaisante ($43.04 > 30$ kV), tandis que l'huile usagée est juste correcte ($30 < 31.1 < 40$ kV). Ce résultat est insuffisant, on vérifie les autres paramètres.

III.1.2.b Teneur en eau

a. Matériels utilisés

Le Karl Fischer est un appareil de mesure utilisé pour déterminer la teneur en eau dans un échantillon. Il comprend un réactif de Karl Fischer, et une cellule de mesure, qui est l'endroit où se déroule la réaction entre le réactif et l'eau. Cette cellule est souvent équipée d'électrodes de platine pour mesurer le courant électrique générée par la réaction. Enfin, il comprend un système électronique (écran tactile) pour enregistrer les résultats de la mesure.

Le principe de titrage de cet appareil repose sur la réaction d'oxydation entre l'iode et le dioxyde de soufre. L'eau réagit avec l'iode et le dioxyde de soufre pour former du trioxyde de soufre et de l'iodure d'hydrogène. Un point final est atteint lorsque toute l'eau est consommée.



Figure III.3 : Dispositif d'essai de la teneur en eau

b. Mode opératoire

Avant l'analyse, il faut vérifier si le récipient de titrage est rempli de solvant KF et équipé d'un agitateur magnétique, et que tout est bien placés.

Après avoir allumé, introduit le nombre d'échantillons et démarré le dispositif via le bouton de commande 'démarrer' dans la fenêtre de dialogue 'démarrer l'analyse', un pré-titrage comme base pour un solvant sans eau, est tout d'abord effectué en attendant la détermination de la dérivée sur l'écran.

En ce temps, on prépare l'échantillon ; on prélève en utilisant une seringue, environ 2 à 3 g de l'huile.

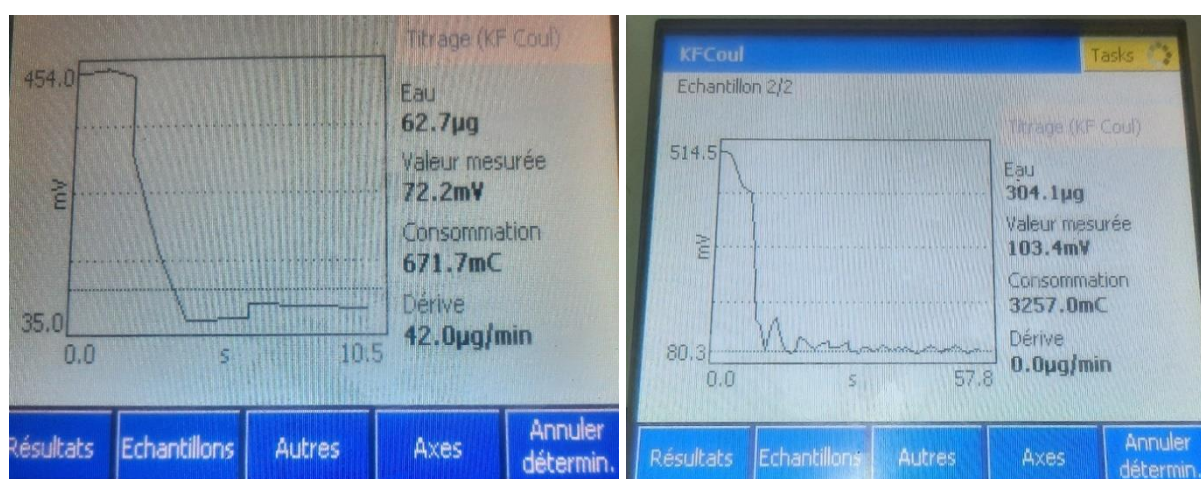
Après l'affichage de la dérivée, on clique sur 'déterminer échantillon'. Et on injecte la quantité prélevée dans le solvant.

Une fois le titrage est terminé, la fenêtre 'Résultats' apparaît. Tous les résultats définis dans la méthode, y sont listés.

c. Résultats obtenus

| Huile | Neuve | Usagée |
|---------------------|-------|--------|
| Teneur en eau (ppm) | 3.54 | 59.93 |

Tableau III.3 : Teneur en eau de l'huile neuve et usagée



Huile neuve

Huile usagée

Figure III.4 : Courbe teneur en eau de l'huile neuve et usagée

d. Interprétation

La norme CEI 60814 exige que la limite des valeurs de la teneur en eau des huiles soit à 30 mg/kg (ppm) au maximum. Les résultats obtenus déclarent que:

- L'huile neuve est dans les normes (<30 ppm).
- L'huile usagée dépasse la limite des normes, ce qui la rend mauvaise (>40ppm).

III.1.2.c Indice de neutralisation

a. Matériels utilisés

- Une buvette de 100 ml
- Une fiole conique de 250 ml
- Un agitateur magnétique

b. Mode opératoire

Sur un agitateur magnétique, on prend une prise d'essai de 22.7 g de l'échantillon. On ajoute à cette masse 100 ml d'un mélange contenant 60 ml du toluène et 40 ml de l'éthanol, ensuite on rajoute 2 ml de la solution d'indicateur (bleu alcalin).

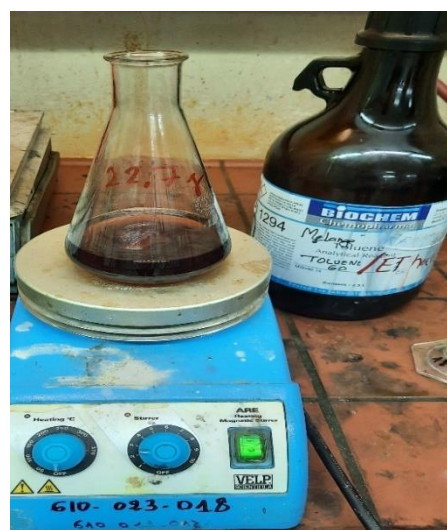
On neutralise la solution dernière avec la solution alcoolique KOH 0.05N jusqu'au virage du bleu au rouge qui persiste pendant 15s.

c. Résultats obtenus

La méthode est appliquée sur les deux huiles, donc on a pris l'huile usagée comme exemple et ça nous a permis d'aboutir aux résultats montrés dans la figure suivante :



Huile avant l'atteinte du point d'acidité



Huile après l'atteinte du point d'acidité

Figure III.5 : changement de couleur de l'huile

L'indice de neutralisation (IN) est calculé au moyen de l'expression :

$$IN = \frac{(V_1 - V_2) \times N \times M}{P}$$

V_1 = volume de KOH 0.05N utilisé pour titrer l'échantillon

V_2 = volume de KOH utilisé pour titrer le blanc

N = normalité de la solution de KOH

P = masse de l'échantillon d'huile exprimée en gramme

M = masse molaire de KOH (56.1 g)

| Huile | Neuve | Usagée |
|------------|-------|--------|
| V_1 (ml) | 0.78 | 7.5 |
| V_2 (ml) | 0.7 | 0.7 |
| N | 0.05 | 0.05 |
| P (g) | 22.7 | 22.7 |

Tableaux III.4 : Différentes valeurs pour l'huile neuve et usagée

- **Application Numérique :**

$$IN_{\text{neuve}} = \frac{(0.78 - 0.7) \times 0.05 \times 56.1}{22.7} = \mathbf{0.009} \text{ mg.KOH/g}$$

$$IN_{\text{usagée}} = \frac{(7.5 - 0.7) \times 0.05 \times 56.1}{22.7} = \mathbf{0.918} \text{ mg.KOH/g}$$

d. Interprétation

D'après la comparaison faite entre les résultats trouvés et la norme IEC 62021-1, on conclut que l'huile neuve est satisfaisante, et que l'huile usagée est mauvaise car elle est hors ses normes ($0.918 \gg 0.15$ mg.KOH/g).

III.1.2.d Couleur et aspect

La couleur et l'aspect fournissent rapidement des informations utiles qui peuvent être obtenues sur site. Une personne expérimentée peut remarquer immédiatement un phénomène anormal. L'évaluation se pratique par comparaison avec des teintes de référence.

D'après ce qu'on a fait dans le laboratoire, nous avons remarqué que l'huile neuve est propre, limpide et sans contamination visible. Alors que l'huile usagée apparaît d'une couleur sombre, et peut avoir des troubles comme illustré dans la **figure III.6**



Figure III.6 : Couleur et aspect des deux échantillons

III.1.2.e Point d'éclair

a. Matériels utilisés

L'appareil utilisé est le testeur de point d'éclair, contenant :

- Un support de creuset
- Un creuset et son couvercle
- Un dispositif d'allumage
- Un thermomètre



Figure III.7 : Testeur de point d'éclair

b. Mode opératoire

- Remplir le creuset de l'huile neuve jusqu'à ce que le produit atteigne le niveau du rebord intérieur et le poser au centre de la plaque chauffante
- Poser le couvercle sur le creuset.
- Régler la porte flamme pour amener la flamme de la veilleuse et allumer la veilleuse de la porte flamme.
- Lorsqu'on approche de la température présumée d'inflammation, assurer la montée en température à l'allure de 2 à 3°C par minute.
- Dès qu'un flash se produit, noter la température indiquée par le thermomètre.

c. Résultats obtenus

Point d'éclair : 142°C

d. Interprétation

Le point d'éclair de cette huile est dans la norme ISO2719

NOTE : Le point d'éclair de l'huile usagée ne peut pas être mesuré pour des précautions de sécurité.

III.1.2.f Soufre corrosif

a. Matériels utilisés

- **Une fiole :** Bien nettoyée par l'acide sulfochromique, puis rincée avec de l'eau de robinet abondante jusqu'à élimination totale de l'acide, puis rincée une deuxième fois avec de l'eau distillée.
- **Une lame d'argent :** Après l'avoir coupée et pliée en V sous un angle de 60° avec une pince propre, la lame doit être frottée toujours dans le même sens, avec du papier verre très fin, puis nettoyée avec l'acétone et déposée à sécher dans un four à 100°C.

b. Mode opératoire

Remplir la fiole avec de l'huile à analyser, puis on place la lame debout au fond de la fiole et la déposer dans une étuve à 100°C pour une durée de 19h.



Figure III.8 : Lames d'argent mises dans un four industriel



Figure III.9 : Four industriel

c. Résultats obtenus

La lame est non corrosive pour l'huile neuve, et corrosive pour l'huile usagée.

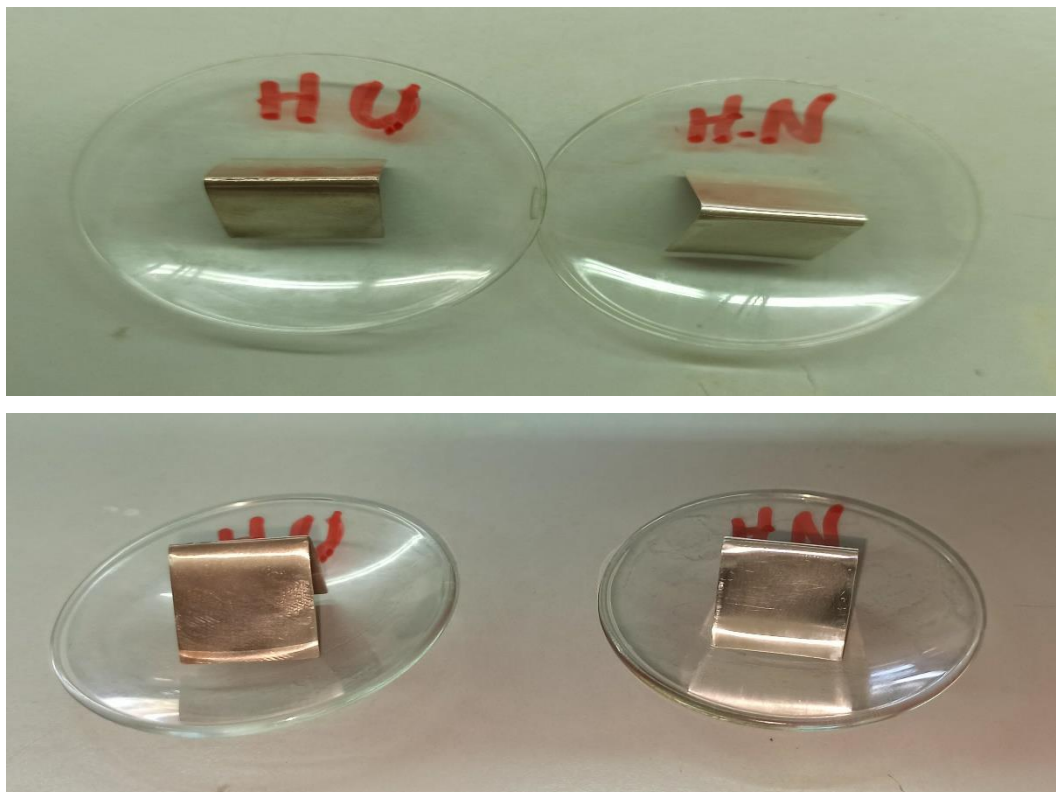


Figure III.10 : Lames sorties du four après 19h

d. Interprétation

Après 19h, la couleur de la lame de l'huile neuve reste telle qu'elle était avant son emplacement dans le four (grise est brillante), ce qui prouve l'absence de la corrosion.

D'autre part, celle de l'huile usagée apparait d'une couleur bronzée et endommagée, donc elle est corrosive.

NOTE : Tous les tests réalisés sur l'huile usagée se réfèrent au tableau de normes suivantes.

Celui de l'huile neuve est indiqué dans **Tableau II.2** (chapitre II).

| Propriété | Limites recommandées | | | Action recommandée |
|-------------------------|----------------------|---------------|---------|---|
| | Satisfaisant | Juste correct | Mauvais | |
| Tension de claquage(kV) | > 40 | 30 à 40 | < 30 | <p>Satisfaisant : Continuer l'échantillonnage normal.</p> <p>Juste correct : Echantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres. Tel que la teneur en eau et l'acidité</p> <p>Mauvais : retraiter l'huile ou, alternativement, si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important. Remplacer ou régénère l'huile en effectuant également une opération de séchage.</p> |
| Teneur en eau (mg/kg) | < 30 | 30 à 40 | > 40 | Même action recommandée avec la tension de claquage |
| Acidité (mg KOH/ g) | < 0.15 | 0.15 à 0.30 | > 0.30 | <p>Satisfaisant : Continuer l'échantillonnage normal.</p> <p>Juste correct : Echantillonnage plus fréquent. Vérifier la présence de dépôts et de boues.</p> <p>Mauvais : A partir d'une valeur 0.15, il peut alors être décidé d'une valeur au-delà de laquelle régénéré l'huile, alternativement, si cela s'avère plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement important, remplacer l'huile</p> |

CHAPITRE III RESULTATS EXPERIMENTAUX ET INTERPRETATIONS

| Couleur et Aspect | Propre et sans contamination visible | Sombre et/ou trouble | Selon ce que préconisent les autres essais |
|-------------------|--------------------------------------|----------------------|--|
| Point d'éclair | Diminution maximale de 10 | | Pas d'un essai de routine |
| Soufre corrosif | Non corrosive | | Pour une huile corrosive -Effectuer une évaluation des risques -Réduire la corrosivité de l'huile en ajoutant un passivant du cuivre -Eliminer la source de la corrosivité en changeant l'huile |

Tableau III.5 : Spécifications générales

III.1.3 Conclusion

Après avoir comparé l'huile neuve et l'huile usagée, nous pouvons constater que l'huile neuve que nous avons prise ne nécessite pas un traitement pour ses bonnes propriétés ; elle est prête pour le remplissage des transformateurs. En revanche, l'huile usagée est considérée comme étant un obstacle pour le fonctionnement normal du transformateur, en vue de son vieillissement. L'échantillon pris n'a pas besoin d'être régénéré car toutes ses paramètres dépassent les normes, donc à jeter. Il faut noter aussi qu'on peut arriver à des cas où l'huile usagée peut être régénérée.

Partie 2

III.2.1 Introduction

L'étude comparative précédente réalisée dans la première partie nous a poussée à poser la question : comment l'huile est passée de son état neuf initial à l'état final usagée ? Quels sont les facteurs mis en jeu dans cette transition ? Cela nous a donné envie de travailler sur une nouvelle expérience afin de répondre à ces questions.

Cette étude expérimentale repose sur le suivi de l'huile de deux transformateurs de même puissance d'un client spécifique pendant 4 ans. Celui-ci ramène deux échantillons pour chaque transformateur, chaque deux ans, pour un contrôle de l'huile.

Notre but vise à suivre deux caractéristiques si importantes à savoir ; la dégradation de l'acidité et la tension de claquage des deux huiles en fonction du temps, et également l'effet d'un défaut sur cette dégradation. Le choix de ces paramètres revient à ceux mis à la disposition de l'entreprise Electro-industries.

III.2.2. Les causes de vieillissement des huiles isolantes

Le vieillissement de l'huile minérale des transformateurs fait référence à l'ensemble des processus de dégradation physique et chimique que subit l'huile au fil du temps et de l'utilisation. Ce processus peut être causé par plusieurs facteurs, notamment :

- **Oxydation** : L'exposition à l'oxygène entraîne la formation de produits oxydants tels que les acides et les boues. Cela augmente l'acidité de l'huile et peut causer la corrosion des composants métalliques.
- **Hydrolyse** : La présence d'humidité dans l'huile peut conduire à la décomposition hydrolytique, produisant des acides et de l'eau supplémentaires, ce qui accélère encore le vieillissement.
- **Contamination** : Les impuretés, comme les particules solides, l'eau, et les gaz dissous, peuvent s'introduire dans l'huile, dégradant ses propriétés isolantes et thermiques.
- **Température** : Les températures élevées accélèrent les réactions chimiques dans l'huile, augmentant le taux de vieillissement. Les cycles de chauffage et de refroidissement peuvent également provoquer des tensions thermiques.
- **Défauts** : Les principaux défauts pouvant accélérer le vieillissement d'un transformateur sont les suivants.

- Surcharge : Elle peut résulter d'une augmentation du nombre de charges alimentées simultanément et/ou de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. La surintensité de longue durée produite provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.
- Court-circuit : Il peut être d'origine :
 - Interne : défaut entre conducteurs de phases différentes ou entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, il provoque l'émission de gaz de décomposition dont l'accumulation peut être dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts importants pouvant détruire le bobinage
 - Externe : défaut entre phases des liaisons aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques qui peuvent affecter mécaniquement les bobinages et évoluer ensuite en défaut interne.
- Défaut à la masse : Ce défaut d'origine interne peut se produire entre le bobinage et le noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux qui peut entraîner la destruction du transformateur et un incendie.

III.2.3 Suivi du vieillissement de l'huile

Les deux paramètres suivis sont l'acidité et la tension de claquage.

III.2.3.a Acidité

Les valeurs de l'acidité sont mentionnées en fonction des années dans le tableau suivant :

| Année | 2002 | 2004 | 2006 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|
| Acidité du transfo 1 (mg KOH/g) | 0.01 | 0.016 | 0.021 |
| Acidité du transfo 2 (mg KOH/g) | 0.026 | 0.059 | 0.22 |

Tableau III.6 : Acidité des échantillons étudiés

L'évolution de l'acidité de l'huile minérale peut être représentée par une courbe en fonction du temps (années).

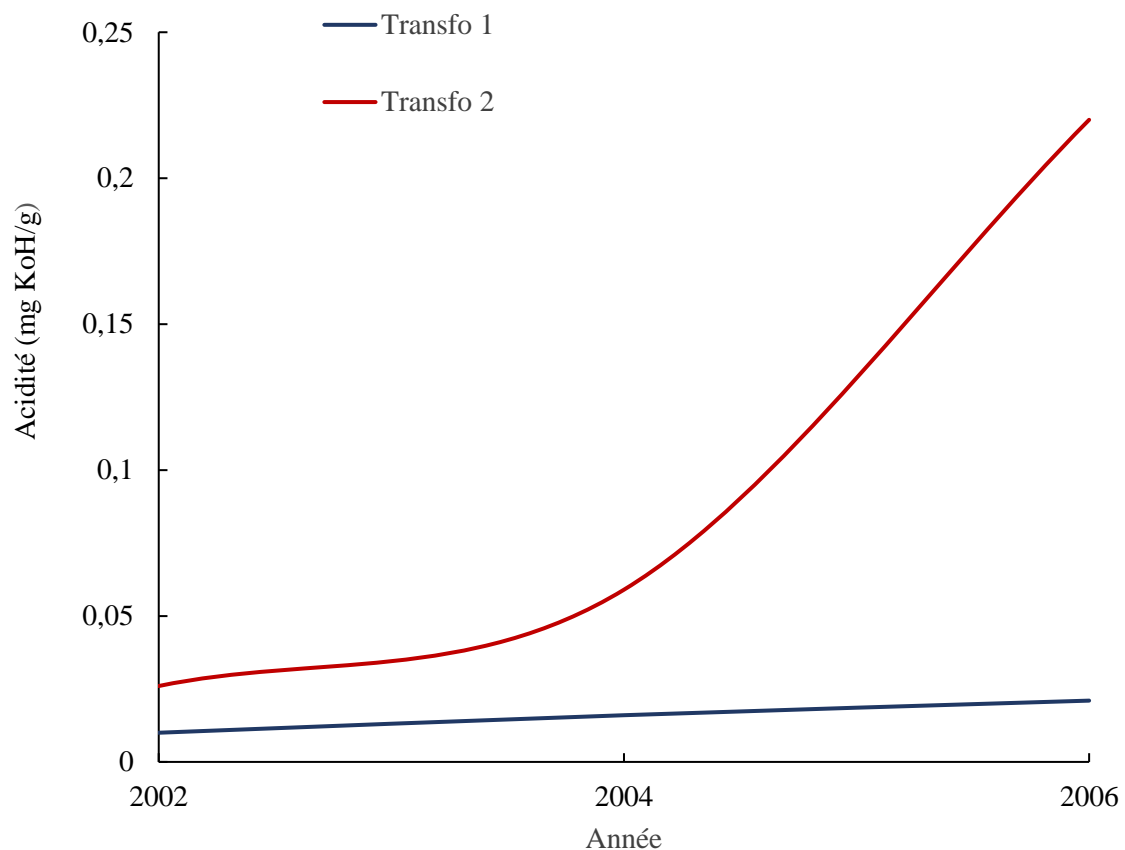


Figure III.11 : Acidité des deux transformateurs

Interprétation :

De 2002 jusqu'à 2006, l'acidité du transfo 1 augmente lentement, des facteurs tels que la température de fonctionnement du transformateur, la présence d'impuretés et l'exposition à l'oxygène atmosphérique peuvent influencer cette augmentation. Cette dégradation est considérée naturelle.

En revanche, l'huile du transfo 2 commence à évoluer de la même façon que le premier jusqu'au début de 2004 où l'acidité subit une accélération accentuée atteignant une valeur de 0.22 mg KOH/g. ceci pourrait l'expliquer par l'apparition des défauts dans le transformateur.

Donc, on peut conclure qu'un défaut électrique quelconque accélère le vieillissement de l'huile dans un temps très limité et aboutit à minimiser la durée de vie du transformateur, et peut même le détruire.

Il existe une relation entre l'acidité de l'huile minérale et la température. L'acidité augmente avec le vieillissement de l'huile, qui est principalement causé par son oxydation. La vitesse d'oxydation double toutes les augmentations de 8 à 10°C à partir de 60°C. Ainsi, plus la température est élevée, plus l'huile vieillit rapidement et plus son acidité augmente.

À température ambiante (généralement inférieure à 40°C), une huile neuve a une acidité inférieure à 0,01 mg KOH/g. Cependant, lorsque la température dépasse 60-70°C, l'acidité commence à croître rapidement sous l'effet de l'oxydation de l'huile.

III.2.b Tension de claquage

Les tensions de claquage des deux transformateurs sont mentionnées dans ce tableau et schématisé par une courbe.

| Année | 2002 | 2004 | 2006 |
|---------------------------------------|------|------|------|
| Tension de claquage du transfo 1 (kV) | 76.6 | 63.7 | 37.4 |
| Tension de claquage du transfo 2 (kV) | 65 | 53.9 | 14.3 |

Tableau III.7 : Tension de claquage des échantillons étudiés

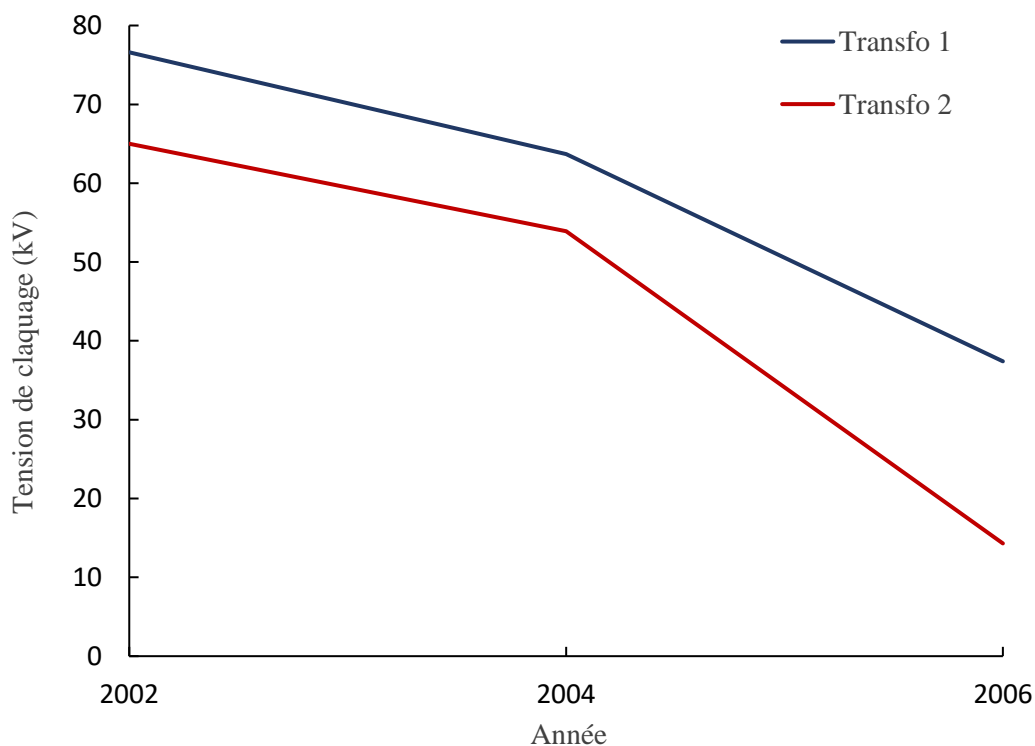


Figure III.12 : Tension de claquage des deux transformateurs

Interprétation :

Pour une interprétation meilleure, la courbe peut être divisée en trois phases :

Phase initiale [2002]

On remarque que la tension de claquage initiale des deux huiles est élevée, indiquant que l'huile est en excellent état, sans contamination. Cela montre que l'huile est capable de supporter des champs électriques importants sans claquage.

Phase de dégradation lente [2002-2004]

Une légère diminution est observée. Ce changement est attendu avec le temps, principalement dû à une légère contamination par l'humidité ou des particules fines. L'huile des deux transformateurs reste cependant en bon état et ne nécessite pas d'intervention immédiate.

Phase de dégradation avancée [2004-2006]

Pour le transfo 1, la tension de claquage continue de diminuer à un rythme plus rapide (63.7 à 37.4 kV). Ceci peut indiquer une contamination accrue par une humidité croissante.

Pour le transfo 2 qui est touché par un défaut, la tension de claquage atteint un niveau critique (14.3 kV). L'huile est fortement dégradée, donc ne peut plus assurer une isolation adéquate, nécessitant une intervention urgente, comme le remplacement de l'huile ou une purification.

La relation entre la teneur en eau et la tension de claquage est inversement proportionnelle. En d'autres termes, plus la teneur en eau augmente, plus la tension de claquage diminue. Cette relation est souvent exponentielle, ce qui signifie qu'une petite augmentation de la teneur en eau peut entraîner une diminution disproportionnée de la tension de claquage. L'eau présente dans l'huile augmente sa conductivité électrique, facilitant ainsi la formation de décharges électriques et réduisant la résistance de l'huile à ces décharges. En conséquence, une teneur en eau élevée dans l'huile peut compromettre la capacité de l'huile à isoler électriquement les composants du transformateur, ce qui peut entraîner des pannes électriques et des dommages au transformateur.

III.2.4 Conclusion

Dans cette partie, nous avons examiné deux échantillons d'huile provenant de deux transformateurs différents. L'objectif était d'observer et de comparer la dégradation de l'huile dans ces deux transformateurs, en mettant en évidence les différences entre un processus de dégradation normal et une dégradation accélérée due à un défaut.

Pour l'échantillon provenant du transformateur en dégradation normale (transfo 1), nous avons observé une augmentation graduelle des deux paramètres au fil des années, conformément à ce qui est attendu pour un fonctionnement régulier et une usure normale de l'huile. Les tendances observées dans cet échantillon étaient cohérentes avec un processus de dégradation progressif et contrôlé. En revanche, l'échantillon provenant du transformateur présentant une dégradation accélérée en raison d'un défaut (transfo 2) a montré des signes alarmants de dégradation rapide. Les paramètres de dégradation ont présenté des variations significatives par rapport aux valeurs normales, indiquant une détérioration rapide de l'huile. Ces résultats soulignent l'impact critique d'un défaut sur la stabilité et l'intégrité de l'huile dans un transformateur.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion Générale

Notre projet de fin d'études s'est déroulé au sein de l'unité des transformateurs de l'entreprise Electro-industries d'Azazga.

Le stage effectué nous a permis de consolider nos connaissances théoriques acquises, de comprendre les différents aspects des transformateurs électriques, en mettant l'accent sur les huiles isolantes. Par ailleurs, nous avons étudié les facteurs qui influent sur le vieillissement de ces huiles ainsi que sur l'accélération de ce processus par des défauts électriques.

Les résultats obtenus montrent bel et bien une différence flagrante entre l'huile neuve et celle usagée, ces différences sont constatées au niveau des propriétés de l'huile. Pour cela, une surveillance régulière de la qualité de l'huile est recommandée pour prolonger la durée de vie des transformateurs. Des mesures telles que l'analyse périodique de l'huile, le contrôle de l'humidité et la détection précoce des défauts sont essentielles pour identifier les problèmes potentiels avant qu'ils ne deviennent des sources de défaillance majeure.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] T. WILDI, G. SYBILLE « Electrotechnique », Département de Boeck Université, 4e édition, 2005.
- [2] CEI 60076-1 « Généralité sur les transformateurs de puissance-Partie1 » Edition 2011.
- [3] B. BAYALA, « machines électrique », édition revue, 2010.
- [4] Djamel MEDJOUTI « Dimensionnement et réalisation d'un transformateur triphasé hermétique de puissance 400 kVA – 30 kV/400 V » Mémoire de master en électrotechnique industrielle. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2014
- [5] A. SADI- S.SI FODIL « Optimisation de la construction d'un transformateur de puissance triphasé moyenne tension-moyenne-tension fabriqué par Electro-Industries. » Mémoire de master en électrotechnique industrielle. UMMTO, 2015
- [6] JEAN MONNET BTS électrotechnique SA – « Indice horaire ».14/03/2024
- [7] Nouari Saber « Protection et maintenance d'un transformateur industrielle » Université Mohamed Khider de Biskra,2020.
- [8] Jean SANCHEZ « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance » Université de Grenoble français, 2011.
- [9] Norme IEC 60050-212 :2010, 212-17-02, modifiée ajout de "pour transformateurs et matériels électriques analogues".
- [10] Norme AVPN NA CEI 60296, Edition 2022
- [11] Norme IEC 60050-212.Edition 2010
- [12] NAIT DJOUDI Amel « Caractérisation de l'huile pour transformateurs en service », Mémoire soutenu publiquement le 29 septembre 2014
- [13] Christophe Perrier « Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateurs de puissance » Ecole Centrale de Lyon, 2005
- [14] Moussi Samir « Réalisation d'un dispositif pédagogique à des fins d'étude des claquages dans l'huile minérale » Ummto 2014

[15] Norme IEC 60422, « Huile minérale isolantes dans les matériels électrique – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance » Edition 2013.

[16] Norme IEC 60296 intitulée « Fluides pour applications électrotechniques - Huiles minérales isolantes pour matériel électrique » Edition 2020