



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب

Université–Ain Temouchent- Belhadj Bouchaib

Faculté des Sciences et de Technologie

Département d'Electrotechnique

Projet de Fin d'ETUDE

Pour l'obtention du diplôme de MASTER: Electrotechnique

Filière : Electrotechnique

Spécialité : commande électrique

Thème :

Surveillance des transformateurs de puissance à l'aide d'un diagnostic des gaz dissous

Présenté par :

BAKRETIAziza Wefa

RIFFI Rekia Nabila

GHEMRI HACENE Nour el Imen

Devant les jurys composés de :

Dr. AISSOU MCA

U.B.B (Ain Temouchent) Président

Mme. TOUHAMI Aicha MAA U.B.B (Ain Temouchent) Examineur

Pr. ZELMAT Samir

U.B.B (Ain Temouchent) Encadrant

Année universitaire: 2022/2023

Abstract:

The monitoring and diagnosis of electrical equipment, particularly power transformers which form the heart of generation, have long been the subject of great interest. Any unpredictable failure or shutdown of this component can cause damage to power networks and lead to significant financial losses. Detecting incipient faults in transformers can therefore provide valuable information that will help to take the necessary steps to avoid such failures. Dissolved gas analysis (DGA) is a method that provides important information about the state of life of the transformer, enabling a reliable and accurate diagnosis to be made, and which does not require the transformer to be stripped due to its high sensitivity.

Résumé:

La surveillance et le diagnostic des équipements électriques, en particulier de transformateurs de puissance qui constituent le cœur de la production, du transport et de la distribution d'électricité font depuis longtemps l'objet d'un grand intérêt. N'importe quelle défaillance ou mise hors service imprévisible de cet élément peut entraîner des dommages dans les réseaux électriques et conduire à d'importantes pertes financières. La détection des défauts naissants dans les transformateurs peut ainsi fournir des informations précieuses qui aideront à prendre les dispositions nécessaires afin d'éviter ces pannes. L'analyse des gaz dissous (AGD) est une méthode qui fournit des informations importantes concernant l'état du transformateur, et permettre de faire un diagnostic fiable et précis et qui n'exige aucun décuvement du transformateur en raison de sa sensibilité élevée.

الملخص:

ان مراقبة و تشخيص المعدات الكهربائية , ولا سيما لمحولات الطاقة التي تشكل قلب انتاج و توزيع و نقل الكهرباء. كانت منذ فترة طويلة موضع اهتمام كبير. اي عطل غير متوقع لهذا العنصر يمكن ان يتسبب في تلف الشبكات الكهربائية و يؤدي الى خسائر مالية كبيرة . و بالتالي يمكن ان يوفر اكتشاف الاعطال الاولية في المحولات معلومات قيمة من شأنها ان تساعد في اتخاذ التدابير اللازمة لتجنب هذه الاعطال. تحليل الغاز المذاب من بين الطرق التي توفر معلومات هامة متعلقة بحالة المحولات و كذلك يسمح بإجراء تشخيص دقيق و موثوق و الذي لا يتطلب اي فتح للمحول نظرا لحساسيته الشديدة

Dédicaces

Je dédie ce mémoire,

A mes parents pour leurs dévouements, leurs amours, leurs sacrifices et leurs encouragements. Que ce travail soit, pour eux un faible témoignage de ma profonde affection et tendresse.

A mes frères : Kacem, Ilies.

A toutes mes grandes familles BAKRETI.

A toutes mes amis.

« Aziza »

Je dédie ce mémoire,

Aux personnes qui me sont les plus chères A mes parents qui m'ont énormément soutenu dans les moments les plus difficiles, partagé mes joies et mes peines, qui se sont toujours sacrifiés à mes dépends. A mon frère reda et à ma sœur lina

A toute ma famille.

A mes amis et collègues.

« Nabila »

Je dédie ce projet

A mes chers parents, pour ses sacrifices m'ont permis de vivre ce jour.

A ma grand-mère, qui je souhaite la bonne santé.

A mon cher frangin et mon mari, qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir. A mes chères copines.

A tous les gens m'aiment.

« Nour el imene »

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier DIEU le Tout Puissant et Miséricordieux, qui nous a accordé la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

Nous exprimons notre gratitude particulière à notre encadrant, le Pr.Zelmat, qui a proposé et dirigé ce travail. Ses précieux conseils, orientations et sa patience ont été d'une importance capitale, sans lesquels ce projet n'aurait pu aboutir. Nous rendons hommage à ses qualités humaines remarquables.

Nos remerciements les plus sincères vont également aux enseignants de la filière électrotechnique, ainsi qu'à tout le personnel du département et de la faculté des sciences et technologies de l'Université BELHADJ Bouchaib d'Ain Temouchent. Leur soutien et leur contribution ont été inestimables.

Enfin, nous aimerions adresser nos salutations chaleureuses aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail. Nous sommes honorés par leur participation.

À tous ceux qui nous ont apporté leur aide, nous exprimons ici notre sincère gratitude. Votre soutien a été essentiel à la réalisation de ce projet.

Table de matières

Sommaire

Résumé

Remerciement

Dédicaces

Chapitre I : Généralité sur les transformateurs

I.1 Introduction.....	3
I.2 Définition.....	3
I.3 Symbole.....	4
I.4 Principe de fonctionnement.....	4
I.5 Rôle d'un transformateur.....	5
I.5.1. Le transformateur triphasé.....	6
I.5.2. Transformateur monophasé.....	7
I.6. Les principaux éléments d'un transformateur de puissance:.....	7
I.7 Différents types de transformateurs.....	8
I.7.1 Transformateur à colonne.....	9
I.7.2 Transformateurs cuirassés.....	10
I.8. Construction du transformateur de puissance.....	11
I.8.1 Cuve.....	12
I.8.2. Traversées isolantes.....	13
I.8.3. Conservateur.....	14
I.8.4. Relais Buchholz.....	15
I.8.4.1 Fonction alarme.....	16
I.8.4.2 Fonction déclenchement.....	17
I.8.5. Isolation.....	17

I.9.Conclusion	19
----------------------	----

ChapitreII : Le système d'isolation dans les Transformateurs

I.1 Introduction.....	22
II.2.Système d'isolation solide utilisé dans les transformateurs	23
II.2.1 L'isolation solide papier-carton.....	23
II.2.2 Caractéristiques Diélectriques du papier	23
II.2.2.1 Permittivité électrique.....	23
II.2.2.2 Rigidité Diélectrique et la Tension de Claquage.....	24
II.2.2.3 Le facteur de dissipation diélectrique	24
II.3 Système d'isolation liquide utilisé dans les transformateurs.....	24
II.3.1. Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs	25
II.3.1.1 Fonction Diélectrique.....	25
II.3.1.2 Fonction transfert de chaleur	25
II.3.2 Les facteurs de vieillissement des huiles	25
II.3.3 Les effets de la dégradation de l'huile sur la durée de vie du transformateur	26
II.3.4 Catégories d'huiles et de liquides isolants.....	27
II.3.4.1.2 Structure paraffinique (Cp)	28
II.3.4.2 Les hydrocarbures halogénés ou PCB	29
II.3.4.3 Les esters organiques (esters du pentaérythritol).....	29
II.3.4.4 Les huile silicones	30
II.3.4.5 Les huiles végétales (esters naturels).....	30
II.3.5 Les propriétés des huiles.....	31
II.3.5.1 Les propriétés électriques	31
II.3.5.2 Les propriétés physiques	33

5. La conductivité thermique	34
6. La couleur de l'huile	34
7. La masse volumique et le coefficient de dilatation	34
II.3.5.3 Les propriétés chimiques	35
II.3.6. Contrôle de l'huile.....	37
II.3.6.1 Contrôle des conditions d'exploitation	37
II.3.6.2 Contrôle périodique	37
II.4 Réactions dans le système d'isolation des transformateurs de puissance	38
2.1. Réactions thermiques dans l'huile d'isolation.....	39
II.5 Conclusion	44

Chapitre III : Analyse des gaz dissous

III.1. Introduction	46
III.2. Analyse des gaz dissous (DGA).....	46
III.3. Les intérêts d'AGD	46
III.4. Les défauts de base détectés par l'AGD.....	47
III.5. Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile	48
III.5.1. Echantillonnage de l'huile	48
III.5.2. Extraction des gaz dissous dans l'huile	50
III.5.3. Analyse des gaz extraits de l'huile	50
III.6. Analyse des gaz dissous par chromatographie en PG	51
III.6.1. Prélèvement de l'échantillon	51
III.6.2. Extraction des gaz	51
III.6.3. Analyse chromatographique (CPG)	52
III.7. Description de l'appareillage	52

III.8. Principe de la méthode	53
III.9. Différentes méthodes d'analyse des gaz dissous	54
III.9.1. Méthode des gaz-clés	54
III.9.2. Méthode du Triangle de Duval	55
III.9.2.1. Présentation du triangle de Duval	55
III.9.2.2. Conditions d'application	56
III.9.3. Méthode de Rogers	58
III.9.4. Méthode de Doernenburg	59
III.10. Comparaison des méthodes de diagnostic	61
III.11. Conclusion	62

Liste les figures

Chapitre I : Généralité sur les transformateurs

Figure(I.1) :Transformateur de puissance	3
Figure(I.2) :Symbole d'un transformateur	4
Figure (I.3) :les éléments d'un transformateur de puissance.....	5
Figure (I.4) : Position des transformateurs dans le réseau d'énergie électrique [4].	6
Figure (I.5) : Transformateur triphasé.....	7
Figure (I.6) : transformateur monophasé	7
Figure (I.7):vue d'un transformateur à colonne et cuirassés.....	9
Figure (I.8) : transformateur a colonnes	9
Figure (I.9) :Transformateur type cuirasse	10
Figure (I.10) : Vue schématique d'un transformateur, type colonne.	11
Figure (I.11) : La cuve d'un transformateur de puissance	12
Figure (I.12) : Traversée d'un transformateur électrique.....	13
Figure (I.13) : Traversée condensateur haute tension	13
Figure (I.14) : conservateur.....	14
Figure(I.15) : Schéma d'un relais Buchholz.....	15

Figure(I.16) :schéma de Fonction alarme (Relais Buchholz)	15
Figure(I.17) : schéma de Fonction déclenchement (Relais Buchholz).....	16
Figure (I.18) : Vue en coupe de la partie active d'un transformateur	17

Chapitre II : Le système d'isolation dans les Transformateurs

Figure (II.1) : Structure de la cellulose	22
Figure (II.2) : Structures des hydrocarbures de base dans d'huile minérale	27
Figure (II.3) :Structure de l'ester du pentaérythritol	28
Figure (II.4) :Structure des huiles silicones	29
Figure (II.5) : Structure d'un ester naturel	30
Figure (II.6) :Gaz générés par les arcs électriques et les décharges partielle	37
Figure (II.7) :Processus d'oxydation de l'huile d'isolation	38
Figure (II.8) : Oxydation de l'huile isolante entraînant l'hydrolyse du papier isolant.	39
Figure(II.9) : Formation d'aldéhyde due à l'oxydation de la cellulose	40

ChapitreIII : Analyse des gazdissous

Figure(III.1): Procédure de prélèvement d'échantillon d'huile par seringue	47
Figure(III.2): Preélévement de l'échantillon	50
Figure(III.3): Extraction des gaz.....	50
Figure(III.4):Chromatographe en PG	52
Figure(III.5): Principe de fonctionnement d'un chromatographe en PG	52
Figure (III.6):Triangle de Duval	55
Figure (III.7): Exemple de calcul par la méthode du triangle de Duval	56

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Principaux éléments de construction du transformateur.	10
Tableau (II.1) : Normes d'essai de caractéristiques d'huile de transformateur.....	35
Tableau (II.2) : Les réactions dans le papier isolant	41
Tableau (II.3) : Les réactions dans l'huile d'isolation	42
Tableau (III.1):Limites de concentration des gaz dissous dans l'huile selon IEEE	54
Tableau (III.2) :Rapport intervalle et code de Rogers.....	57
Tableau (III.3) : Codes et défauts selon la méthode de Rogers	58
Tableau (III.4) : Seuil de concentration de gaz dans la méthode de Dornenburg.....	59
Tableau (III.5) : Méthode de Dornenburg pour le diagnostic de défauts.....	59
Tableau (III.6) : Comparaison des méthodes	60

Liste des abréviations

AGD : Analyse des Gaz Dissous (Dissolved Gas-in oil Analysis) .

CEI : Commission électrotechnique internationale (International Electrotechnical Commission).

IEEE : Institut de ingénieur d'électricité et électronique (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

Ppm : Concentration exprimée en partie par million. Une ppm (volume/volume) de gaz.

Implique que 1mm³ de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 Atmosphère (101.3 kilo pascal).

TDCG: Total des gaz combustibles dissous dans l'huile (Total dissolved combustible gaz).

DP: Décharge Partielle.

CH₄ : Méthane.

C₂H₆ : Ethane.

C₂H₄ : Ethylène.

C₂H₂ : Acétylène.

CO : Monoxyde de Carbone.

CO₂ : Dioxyde de Carbone.

GRP : Glass Reinforced Plastic.

PVC : Polychlorure de vinyle.

C_n : Structure naphténiqne.

C_p : Structure paraffinique.

Ca : La structure aromatique .

PCB : Polychlorobiphényles.

PDMS : le polydiméthylsiloxane.

C : est une constante de viscosité dépendant du fluide.

T_s : la durée de l'écoulement en secondes.

b : coefficient dépendant du viscosimètre utilisé pour mesurer la viscosité.

ISO: International Organization for Standardization.

Q : la quantité de chaleur requise.

M : la masse de la substance.

ΔT : le changement de température en Kelvin.

ASTM: American Society for Testing and Materials

DIN: Deutsche Institut für Normung.

NAS: National Aerospace Standard.



Introduction générale

La surveillance et la maintenance préventive des transformateurs de puissance revêtent une importance cruciale dans les réseaux électriques. Ces équipements jouent un rôle essentiel dans la transmission et la distribution de l'électricité, et leur défaillance peut entraîner des perturbations coûteuses et des pannes de courant prolongées. Afin d'assurer un fonctionnement fiable et une durée de vie prolongée des transformateurs, il est nécessaire de mettre en place des méthodes de surveillance avancées et efficaces.

Dans ce contexte, le diagnostic des gaz dissous (DGA) se positionne comme une technique de surveillance essentielle. Le DGA consiste à analyser les gaz présents dans l'huile isolante du transformateur afin de détecter les signes précurseurs de défauts et de défaillances. En surveillant régulièrement les concentrations et les types de gaz dissous, les ingénieurs peuvent évaluer l'état de santé du transformateur, anticiper les problèmes potentiels et prendre des mesures correctives avant que des défaillances majeures ne se produisent.

Ce mémoire se propose d'explorer en détail l'utilisation du diagnostic des gaz dissous comme outil de surveillance des transformateurs de puissance. Nous étudierons les principes fondamentaux du DGA, les gaz les plus couramment analysés et les méthodes d'interprétation des résultats.

Le manuscrit est subdivisé en trois chapitres :

Le premier chapitre concerne une présentation du transformateur de puissance en décrivant la constitution, le principe de fonctionnement ainsi que les types de transformateurs.

Dans le second chapitre, on présentera le système d'isolation et les matériaux isolants du transformateur ainsi que le différent type d'isolation (solide, liquide).

Enfin, le troisième chapitre est consacré à la procédure de l'analyse des gaz dissous. Nous avons couvert en détail, étape par étape, la façon à réaliser les analyses jusqu'aux méthodes utilisées pour obtenir des résultats corrects et précis.



Chapitre 1

Généralité sur les transformateurs

I.1 Introduction

Le transformateur joue un rôle important dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Il permet à l'énergie électrique d'être transportée sur de longues distances, il permet ensuite sa distribution pour les industries et les habitations [1].

Ce premier chapitre vise à introduire le contexte dans lequel les transformateurs de puissance s'inscrivent. Nous présenterons les principes de fonctionnement, les différents types existants, ainsi que leurs principaux éléments.

I.2 Définition

Le transformateur (voir Figure I-1) est défini par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) comme un dispositif statique comportant deux enroulements ou plus qui, grâce à l'induction électromagnétique, permet de convertir un système de tension et de courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes, mais à la même fréquence. Son objectif est de transférer de l'énergie électrique. Norme (IEC 60076-1, 2000)[2].

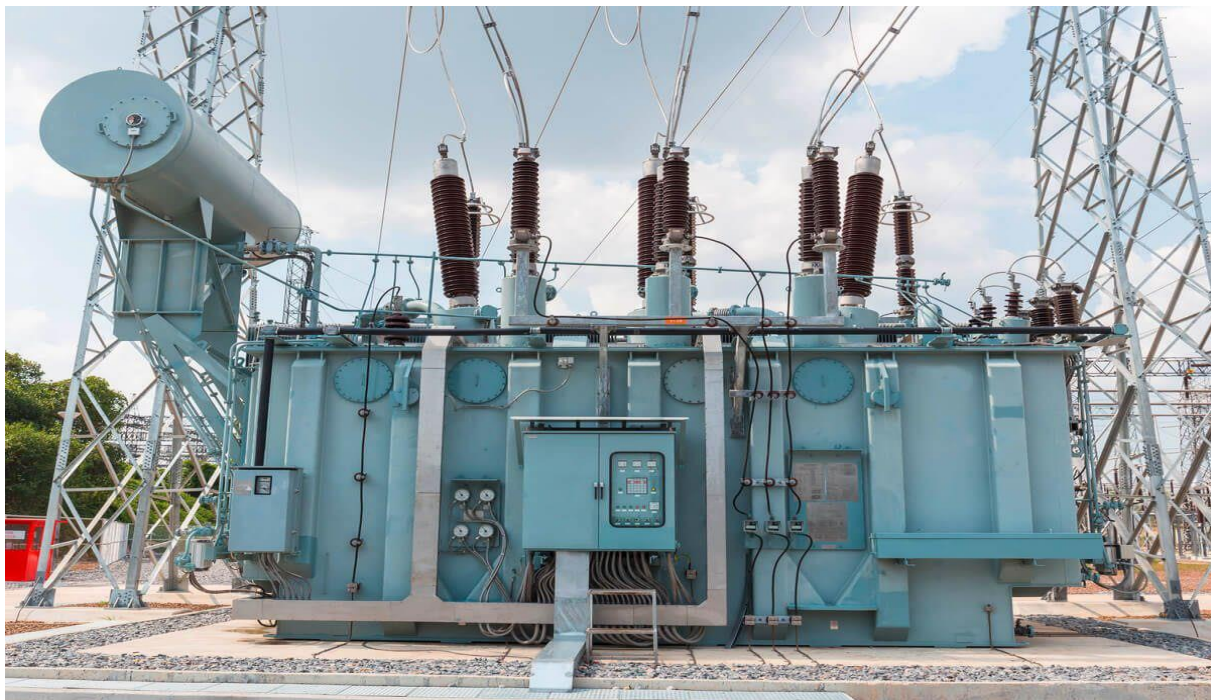


Figure (I.1) : Transformateur de puissance [3].

I.3 Symbole

Dans un schéma électrique, le transformateur peut être représenté par deux symboles (a) et (b) ci-dessous.



Figure (I.2) : Symbole d'un transformateur [4].

I.4 Principe de fonctionnement

Le fonctionnement des transformateurs repose sur la loi de Faraday, qui stipule que lorsqu'un flux d'induction magnétique variable Φ circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle au taux de variation ($d\Phi/dt$) et au nombre de spires de cet enroulement.

Dans un transformateur alimenté par une source alternative sur le primaire, un flux également alternatif circule dans le circuit magnétique. L'amplitude de ce flux dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée. Ce flux induit une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire dans l'enroulement secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge entraîne la circulation du courant secondaire.

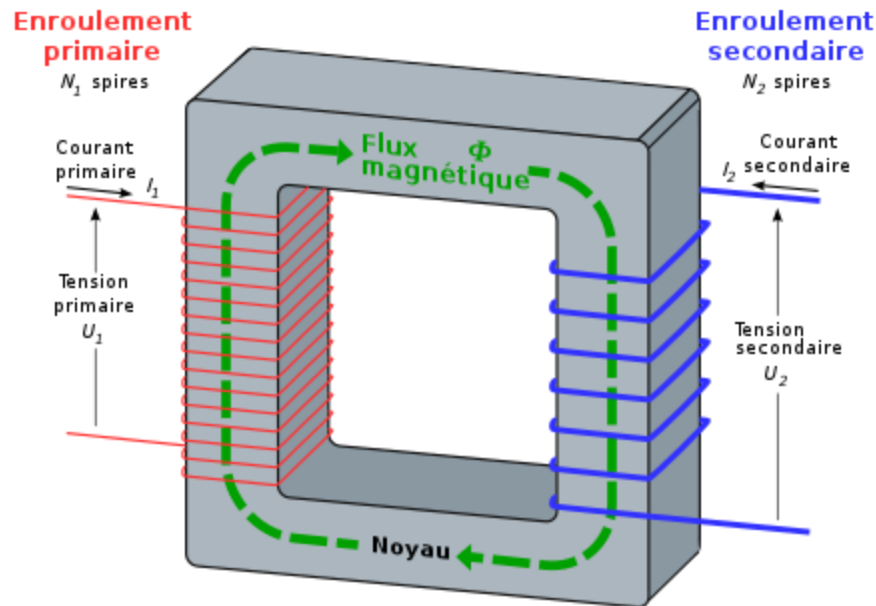


Figure (I.3) : les éléments d'un transformateur de puissance [5].

La formule de Boucherot permet de calculer la tension aux bornes du transformateur et s'exprime comme suit :

$$U = 4,44 B_{\max} N . S . f \quad (1)$$

Avec :

U : tension aux bornes de l'enroulement primaire ou secondaire.

N : nombre de spires de l'enroulement primaire ou secondaire.

S : section du circuit magnétique.

f : fréquence d'alimentation du transformateur exprimée en Hertz.

B_{\max} : valeur maximale de l'induction magnétique dans le circuit magnétique.

I.5 Rôle d'un transformateur

Les transformateurs sont des dispositifs dont le rôle est de transférer de l'énergie électrique d'un réseau à un autre, tout en modifiant certaines de ses caractéristiques, telles que l'intensité et la tension. Ils jouent un rôle clé dans le transport de l'énergie électrique sur de longues distances, en permettant d'élever la tension à la sortie des centrales électriques pour réduire les pertes en ligne, puis de l'abaisser à l'arrivée afin de l'adapter aux besoins des consommateurs [6].

Par ailleurs, les transformateurs insérés dans les réseaux d'énergie jouent un rôle important dans la régulation du niveau de tension en fonction des conditions de charge du réseau (voir Figure I.4). Cette régulation est réalisée par modification du rapport de transformation à l'aide d'un changeur de prise.

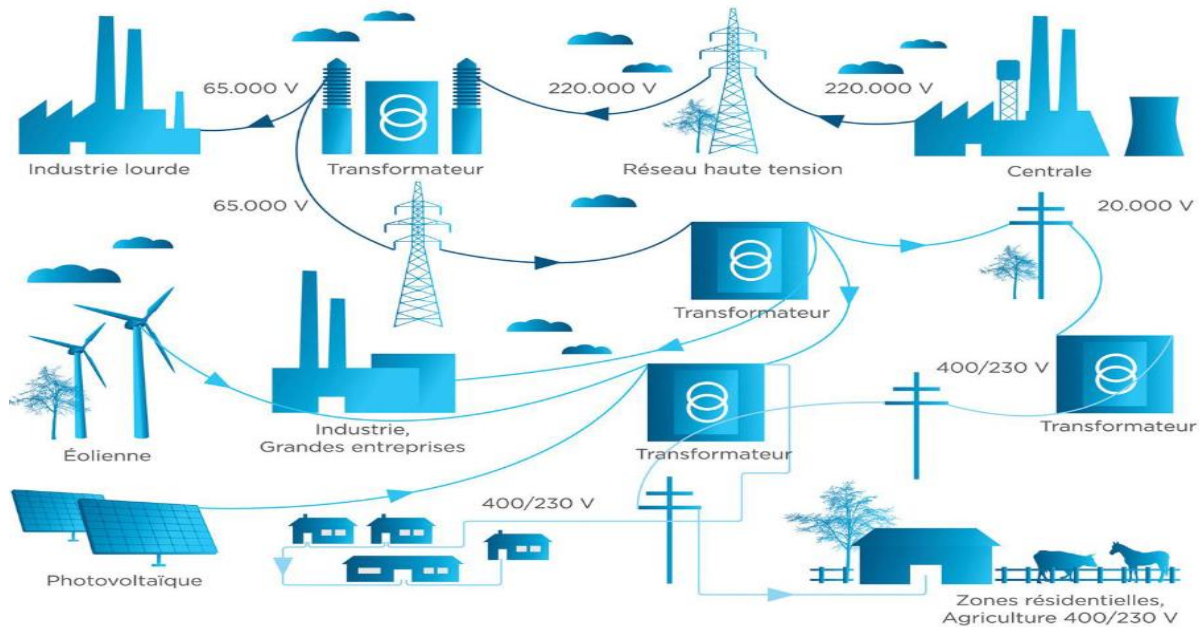


Figure (I.4) : Position des transformateurs dans le réseau d'énergie électrique [7].

Les transformateurs de puissance se répartissent en deux grandes familles :

I.5.1. Le transformateur triphasé

Ceux-ci sont les plus couramment utilisés et sont généralement équipés d'un enroulement secondaire par phase. Cependant, dans certains cas particuliers, ils peuvent comporter un nombre supplémentaire d'enroulements.

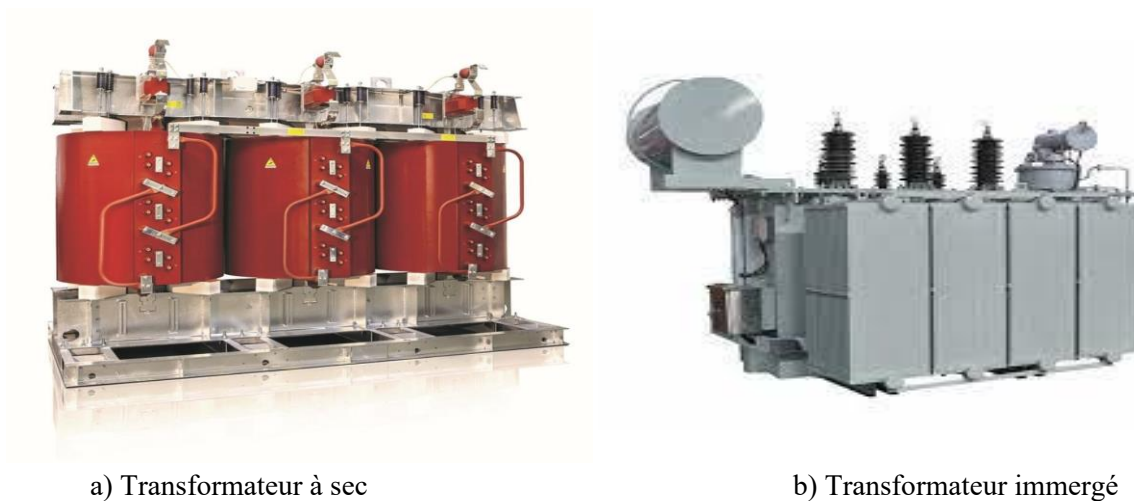


Figure (I.5) : Transformateur triphasé [4].

I.5.2. Transformateur monophasé

Les transformateurs monophasés sont principalement utilisés dans le domaine de la traction électrique pour fournir de l'énergie aux caténaires et aux convertisseurs à bord des locomotives. Ils sont également utilisés lorsque des contraintes de taille et de poids sont imposées dans le domaine des transports. Ces transformateurs monophasés sont couplés ensemble pour alimenter un système triphasé.



Figure (I.6) : transformateur monophasé [8].

I.6. Les principaux éléments d'un transformateur de puissance

1. Le noyau : Il s'agit de la partie centrale du transformateur qui est constituée de tôles d'acier doux empilées. Le noyau assure le chemin magnétique entre les bobines primaire et secondaire, permettant ainsi le transfert d'énergie.

2. Les bobines : Les bobines sont constituées de conducteurs électriques enroulés autour du noyau. La bobine primaire est connectée à la source d'alimentation électrique, tandis que la bobine secondaire est connectée à la charge électrique. Les bobines sont isolées électriquement pour éviter le court-circuit.

3. Le boîtier : Le boîtier du transformateur est constitué d'un matériau isolant qui protège les bobines et le noyau contre les dommages environnementaux. Le boîtier peut également être équipé de ventilateurs pour faciliter le refroidissement du transformateur.

4. Le système de refroidissement : Le transformateur génère de la chaleur lorsqu'il fonctionne. Pour éviter une surchauffe qui pourrait endommager les bobines et le noyau, le transformateur doit être équipé d'un système de refroidissement. Ce système peut être passif, comme les ailettes de refroidissement sur le boîtier, ou actif, comme un système de ventilation forcé.

5. Les accessoires électriques : Les transformateurs de puissance peuvent être équipés de différents accessoires électriques pour les protéger et les faire fonctionner de manière optimale. Parmi les accessoires courants, on trouve les disjoncteurs, les relais de protection, les transformateurs de mesure, les transformateurs de couplage et les systèmes de surveillance.

I.7 Différents types de transformateurs

On distingue deux principales technologies qui sont les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés [9].

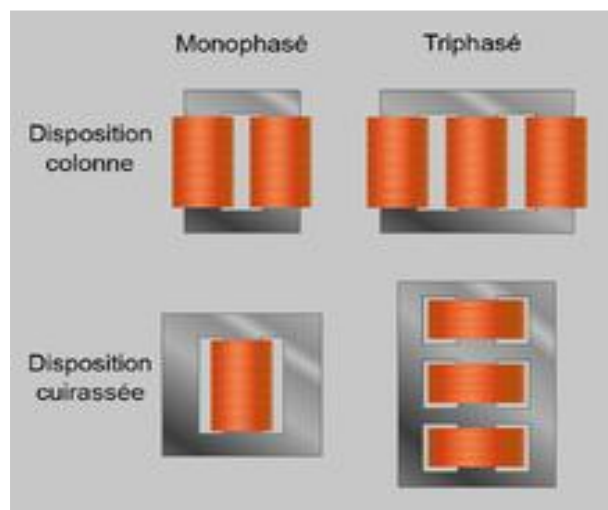


Figure (I.7):vue d'un transformateur à colonne et cuirassés [9].

I.7.1 Transformateur à colonne

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique.

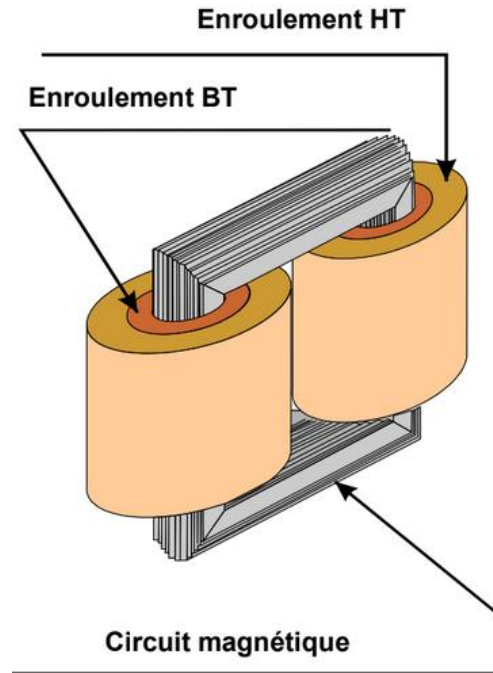


Figure (I.8) : transformateur a colonnes [10].

I.7.2 Transformateurs cuirassés

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat la cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements[10].

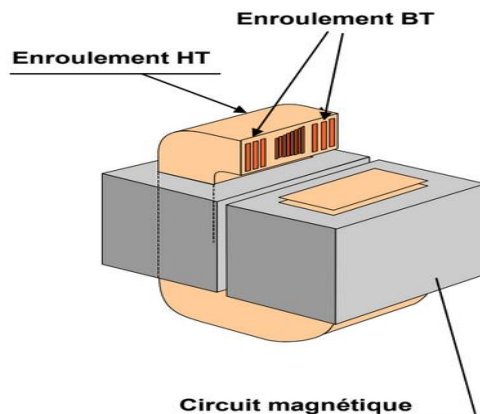


Figure (I.9) : Transformateur type cuirasse [10].

I.8. Construction du transformateur de puissance

Les principaux éléments qui rentrent dans la construction des transformateurs de puissance sont présentés dans la figure suivante.

Tableau (I.1) : Principaux éléments de construction du transformateur [4].

1	Cuve
2	Couvercle
3	Conservateur
4	Indicateur de niveau d'huile
5	Relais piège à gaz ou Buchholz
6	Tuyau d'huile
7	Changeur de prises
8	Moteur électrique du changeur de prises.
9	Transmission mécanique du changeur de prises
10	Traversée du primaire
11,14	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
12	Traversée du secondaire
13	Connexion du secondaire avec l'extérieur
15	Enroulements.
16	Noyau magnétique
17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements
19	Connexion du changeur de prises aux enroulements.

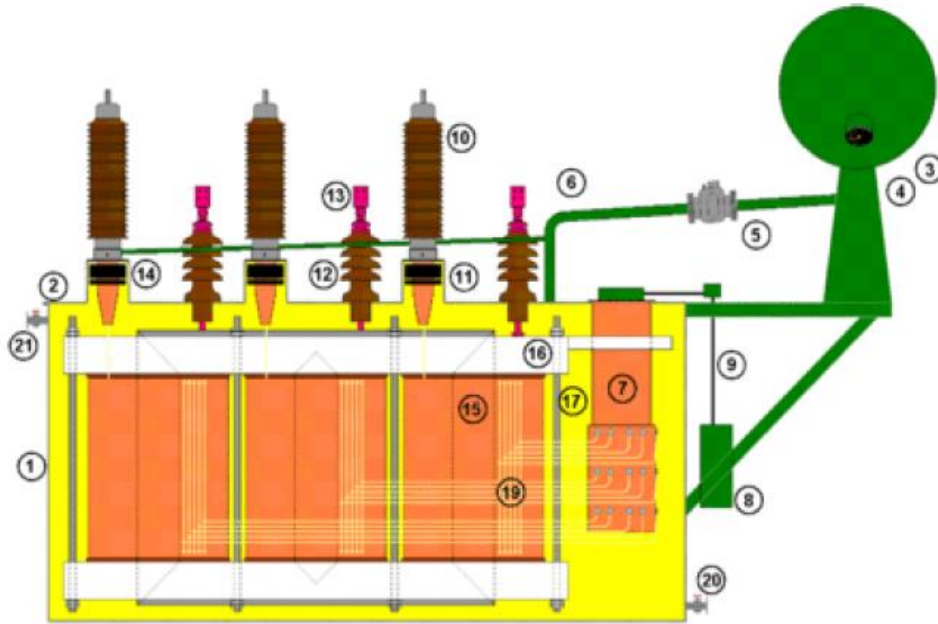


Figure (I.10) : Vue schématique d'un transformateur, type colonne [4].

I.8.1 Cuve

Leur cuve étanche étant sous vide, l'élasticité des ailettes permet de supprimer les efforts de dilatation sur l'ensemble de la structure. Sur le couvercle de ces transformateurs sont disposés les traversées, mais également les capteurs assurant la protection de machine.

La constitution de la cuve de transformateurs est liée aux calculs thermiques, généralement elle est fabriquée en acier. La cuve sert à la protection de la partie active du transformateur, elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur [11].



Figure (I.11) : La cuve d'un transformateur de puissance [12].

I.8.2. Traversées isolantes

Pour connecter les parties actives du transformateur au réseau électrique, on utilise des dispositifs appelés traversées (bushings). Les traversées isolantes sont conçues pour assurer la connexion électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire d'une part, et les lignes d'entrée et de sortie d'autre part, à travers le couvercle du transformateur. C'est pourquoi on les appelle traversées, car elles permettent le passage des câbles ou des lignes électriques.

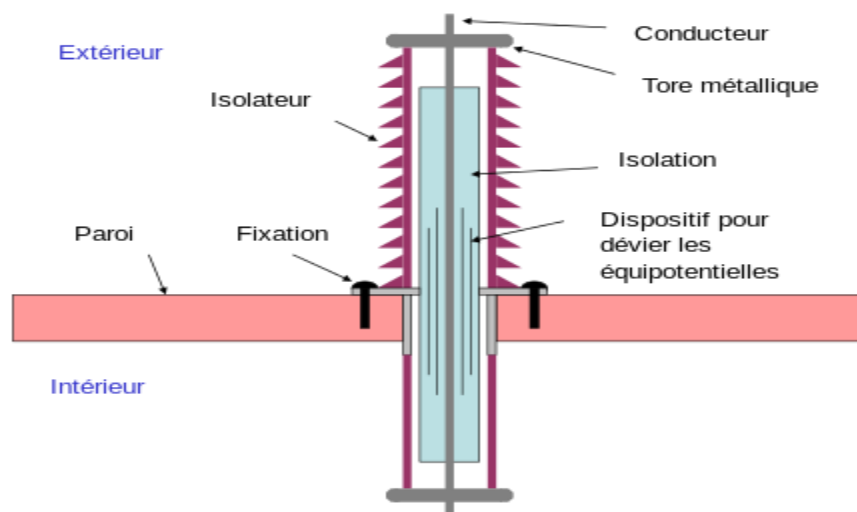


Figure (I.12) : Traversée d'un transformateur électrique [13].

La longueur de l'isolateur et son profil, permet d'accroître l'éloignement du conducteur d'alimentation en limitant le champ électrique longitudinale, dans le but d'éviter tout amorçage par l'extérieur en cas de surtension (foudre par ex.). Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique d'un matériau isolant généralement de la porcelaine.



Figure (I.13) : Traversée condensateur haute tension [14].

La norme internationale de référence des traversées de tension alternatives supérieures à 1 kV est la (IEC 60317, 2008). La norme (IEC 61464, 1998) précise aussi l'analyse des gaz dissous de l'huile isolante interne de ces traversées condensateur [15].

I.8.3. Conservateur

Sur les transformateurs de forte puissance, la dilatation de l'huile se compense par un vase d'expansion situé au-dessus du couvercle, servant également de réservoir de charge (maintien sous pression gravitaire).

Le conservateur (réservoir d'expansion) est utilisé pour les transformateurs dits « respirant » son rôle est de permettre la dilatation de l'huile en fonction de la température. La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant (conservateur classique) ou être séparée par une paroi étanche souple (conservateur à diaphragme : membrane) [16] [17].

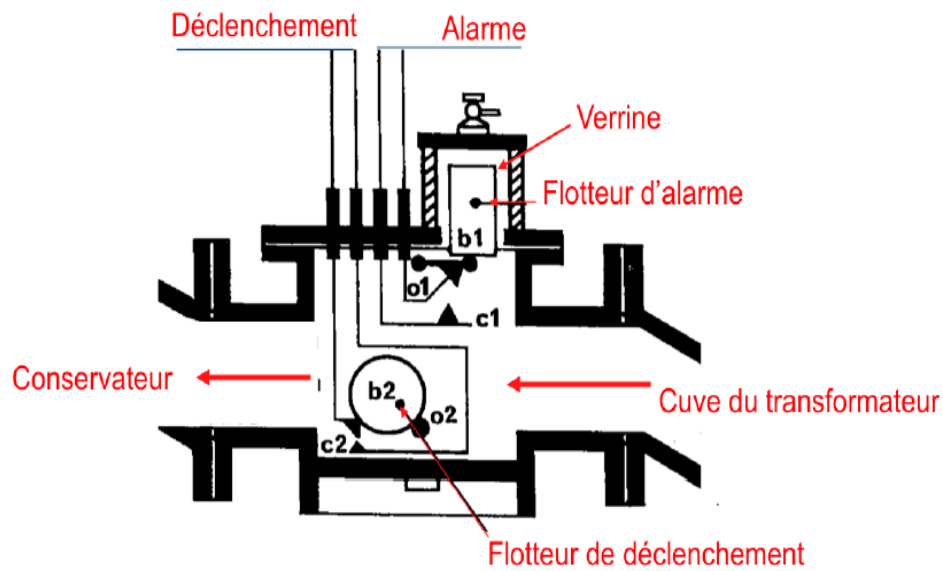


Figure (I.14) : conservateur [18].

I.8.4. Relais Buchholz

Le relais Buchholz (Figure I.15) est installé sur tous les transformateurs de puissance immergés dans l'huile entre le haut de la cuve et le conservateur. Tout accident interne important se traduit par :

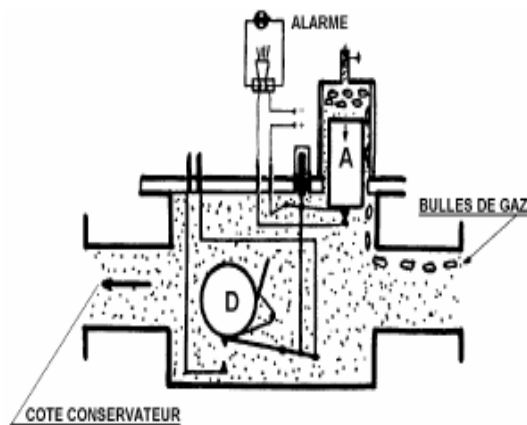
- un dégagement de gaz, qui fait descendre un flotteur et active une alarme.
- un mouvement d'huile important en partie supérieure de la cuve, où se place le relais, qui fait basculer un flotteur et provoque le déclenchement du transformateur.



Figure(I.15) : Schéma d'un relais Buchholz[19].

I.8.4.1 Fonction alarme

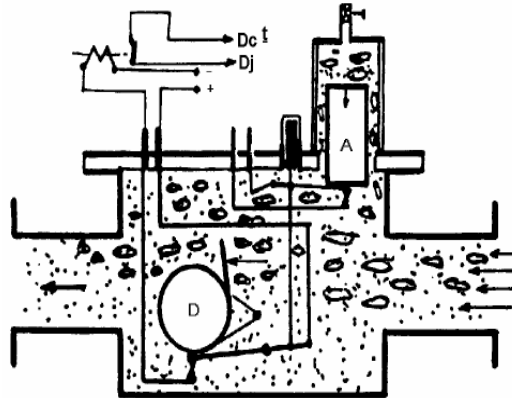
- Si une avarie peu grave, tel que mauvaise masse du circuit magnétique, mauvais contact, échauffement local d'une pièce de bobinage vient à se produire, il se dégage des bulles de gaz qui s'accumulent dans la partie supérieure du BUCHHOLZ. Le flotteur A descend et ferme son contact qui actionne un signal d'alarme. Le flotteur D plus bas n'est pas influencé.



Figure(I.16) : schéma de Fonction alarme (Relais Buchholz) [19].

I.8.4.2 Fonction déclenchement

- En cas de défaut grave (court-circuit dans le bobinage ou entre phases, court-circuit à la masse, etc...) il y a production d'un grand volume de gaz qui refoule un volume égal d'huile, qui est chassée vers le conservateur. Dans son mouvement l'huile agit sur le flotteur D qui ferme son contact et assure le déclenchement du disjoncteur mettant hors tension le transformateur.



Figure(I.17) : schéma de Fonction déclenchement (Relais Buchholz) [19].

I.8.5. Isolation

L'isolation des composants actifs d'un transformateur de puissance est essentielle pour atténuer les différentes contraintes qui peuvent avoir un impact négatif sur son bon fonctionnement et sa durée de vie. De manière générale, l'isolation dans un transformateur de puissance est prévue aux endroits suivants :

- Entre les spires et les couches d'un même enroulement.
- Entre les différents enroulements.
- Entre chaque enroulement et le circuit magnétique.

Le système d'isolation a pour rôle d'isoler les composants actifs du transformateur, tels que les bobinages et le circuit magnétique, tout en assurant également la fonction de refroidissement. Il se compose de deux parties, à savoir une partie solide et une partie liquide (généralement de l'huile) :

I.8.5.1 L'isolation solide : est réalisée à l'aide de papiers et de cartons. Le papier est utilisé pour isoler les enroulements, tandis que le carton est utilisé pour l'isolation entre les enroulements et entre les enroulements et le noyau du transformateur. Ces papiers et cartons sont imprégnés d'un diélectrique liquide afin d'accroître leur rigidité diélectrique, réduisant ainsi le risque de décharges partielles.

I.8.5.2 Isolation liquide : L'huile assure l'évacuation de la chaleur produite par les pertes au niveau des enroulements, du circuit magnétique et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement (radiateurs externes). Il ralentit l'oxydation (la dégradation) de l'isolation solide. Aussi l'huile isole électriquement les éléments de la partie active. Accès trois principales fonctions, il faut ajouter la fonction de résistance à l'incendie. On utilise aussi le vernis pour assurer l'isolation des conducteurs [20].

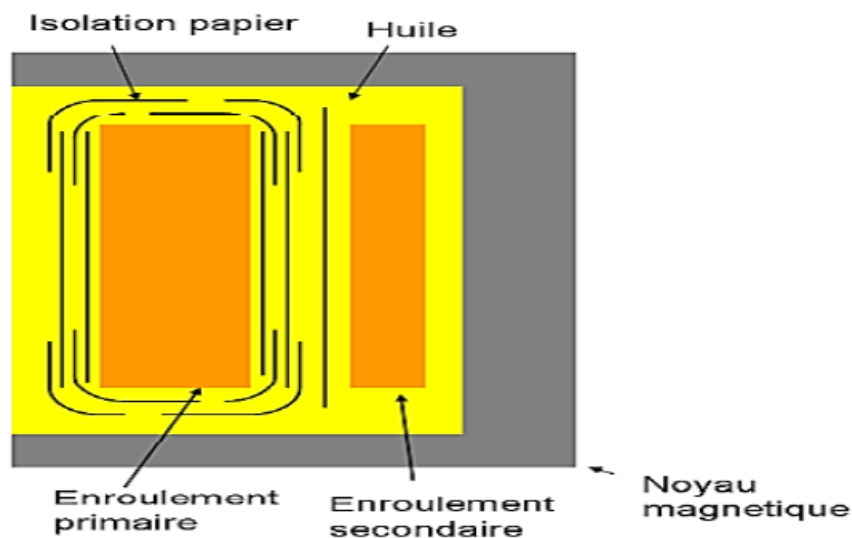


Figure (I.18) : Vue en coupe de la partie active d'un transformateur [20].

I.9.Conclusion

Dans Ce chapitre nous a permis de présenter de manière globale les transformateurs de puissance. Nous avons abordé leur rôle fondamental, le principe de fonctionnement, ainsi que les différents composants. De plus, nous avons abordé les différents types de transformateurs et exploré leur construction caractéristique.

Dans le chapitre suivant, nous nous concentrerons spécifiquement sur le système d'isolation dans les transformateurs.



Chapitre 2

Le système d'isolation dans les Transformateurs

II.1 Introduction

L'isolation électrique joue un rôle crucial dans la conception des transformateurs de puissance, assurant ainsi la sécurité des opérateurs, des équipements et du public en évitant les risques d'arc électrique et de court-circuit. Elle permet également de réduire considérablement les pertes d'énergie et d'améliorer la fiabilité à long terme des transformateurs de puissance.

Il existe deux types d'isolants largement utilisés dans les transformateurs de puissance: les isolants solides comme le papier-carton et les isolants liquides comme les huiles isolantes minérales.

Dans ce chapitre, nous examinerons en détail les différents systèmes d'isolation utilisés dans les transformateurs, en mettant l'accent sur le papier-carton et les huiles isolantes. Nous étudierons les caractéristiques diélectriques uniques du papier-carton et les propriétés clés des huiles isolantes, ainsi que les facteurs de vieillissement responsables de la détérioration de ces isolants au fil du temps. Nous présenterons également les catégories courantes d'huiles isolantes et de liquides utilisés dans l'industrie. Enfin, nous discuterons des réactions chimiques et physiques qui se produisent dans le système d'isolation des transformateurs, y compris les contraintes électriques et thermiques qui peuvent influencer la formation et la dissolution des gaz dans l'huile.

En comprenant en profondeur les isolants utilisés dans les transformateurs et les réactions associées, on peut mieux apprécier l'importance de l'analyse des gaz dissous pour évaluer l'état de santé des transformateurs et prendre des décisions éclairées en matière de maintenance préventive.

II.2. Système d'isolation solide utilisé dans les transformateurs

Les transformateurs de puissance utilisent des systèmes d'isolation solide, composés de matériaux isolants électriques tels que la céramique, le verre, le mica, le papier pressé et les composites à base de résine. Le papier pressé est le matériau le plus couramment utilisé, mais les composites à base de résine, tels que le GRP et le PVC, sont également populaires en raison de leur résistance à l'humidité, aux produits chimiques et aux températures élevées.

II.2.1 L'isolation solide papier-carton

L'isolation solide papier-carton est une technique courante d'isolation électrique dans les transformateurs de puissance. Elle utilise des couches de papier isolant imprégné d'huile ou de résine pour séparer les parties conductrices. Le papier est principalement composé de fibres de cellulose, et sa qualité dépend du degré de polymérisation moyen de la cellulose [21].

L'isolation solide papier-carton est sensible à l'humidité, ce qui peut réduire ses propriétés isolantes et augmenter le risque d'arcs électriques. Cependant, elle reste populaire en raison de son rapport coût-efficacité et de sa fiabilité en matière d'isolation électrique.

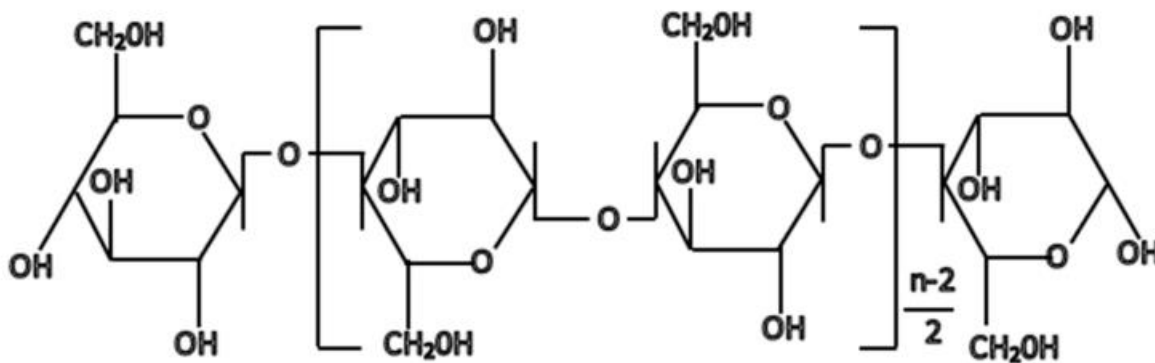


Figure II.1. Structure de la cellulose [22].

II.2.2 Caractéristiques Diélectriques du papier

Pour caractériser les propriétés diélectriques du papier isolant utilisé dans les transformateurs de puissance, plusieurs facteurs peuvent être étudiés. Les trois facteurs clés sont les suivants :

II.2.2.1 Permittivité électrique

La permittivité relative (ϵ_r) est une mesure de la capacité d'un matériau à stocker de l'énergie électrique dans un champ électrique donné. Le papier utilisé dans l'isolation solide papier-carton a une permittivité électrique relativement élevée en raison de la présence de fibres de cellulose,

mais cela peut être influencé par la présence de matériaux étrangers tels que des cations métalliques et des impuretés. Des tests de laboratoire sont effectués pour mesurer la permittivité relative du papier utilisé dans les transformateurs de puissance afin de garantir une isolation électrique efficace [23].

II.2.2.2 Rigidité Diélectrique et la Tension de Claquage

La rigidité diélectrique et la tension de claquage sont deux caractéristiques importantes des matériaux isolants pour les applications électriques. La rigidité diélectrique mesure la capacité d'un matériau à résister à un champ électrique sans se dégrader, et est mesurée en volts par unité d'épaisseur ou en kilovolts par millimètre. La tension de claquage est la tension maximale qu'un matériau peut supporter avant de se rompre électriquement, mesurée en laboratoire avec un générateur de haute tension. Ces deux caractéristiques dépendent de nombreux facteurs tels que la présence d'impuretés, la géométrie de l'électrode, l'humidité, la température et la fréquence du champ électrique [24].

II.2.2.3 Le facteur de dissipation diélectrique

Le facteur de dissipation diélectrique, également appelé $\tan\delta$, mesure la quantité d'énergie électrique dissipée sous forme de chaleur dans un matériau isolant lorsqu'un champ électrique alternatif est appliqué. Un facteur de dissipation plus faible indique une meilleure qualité de l'isolation. Le facteur de dissipation diélectrique est souvent utilisé pour caractériser les matériaux isolants utilisés dans les transformateurs de puissance et les câbles électriques. Un facteur de dissipation diélectrique élevé peut indiquer une dégradation de l'isolant due à des conditions de service difficiles.

II.3 Système d'isolation liquide utilisé dans les transformateurs

L'isolation liquide est un élément crucial dans la conception et la fabrication des transformateurs de puissance. Elle assure une isolation fiable à haute tension et permet de dissiper la chaleur générée par les transformateurs. Les isolants liquides sont disponibles en plusieurs types différents, chacun avec des avantages et des inconvénients spécifiques.

Dans cette partie, nous présentons les différentes catégories de ces isolants en fonction de leurs structures chimiques, de leurs origines.

II.3.1. Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs

Les transformateurs remplis d'huile isolante sont préférés aux transformateurs secs pour plusieurs raisons. Les liquides ont une meilleure capacité de refroidissement et d'isolation que les solides, ce qui permet de les rendre plus compacts et moins coûteux. De plus, les analyses d'huiles permettent de diagnostiquer l'état du transformateur à moindre coût [25].

Les huiles isolantes sont utilisées dans les équipements électriques pour éliminer les gaz et améliorer l'isolation solide. Dans les transformateurs, elles assurent l'isolation électrique entre les parties, évacuent la chaleur produite, protègent contre la corrosion et lubrifient les parties mobiles. Les huiles isolantes ont une résistance diélectrique élevée, sont choisies en fonction de leur capacité à dissiper la chaleur et à résister à la dégradation thermique, et contiennent des additifs pour empêcher la corrosion.

II.3.1.1 Fonction Diélectrique

L'isolation dans la partie active d'un transformateur peut être assurée de différentes manières, par un diélectrique liquide seul, une couche solide imprégnée de diélectrique liquide ou une combinaison de films de diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides. Il précise également que les propriétés diélectriques d'une huile, telles que la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation, la permittivité et la résistivité, sont essentielles pour le dimensionnement d'un transformateur, et qu'il est important de choisir une huile avec des propriétés diélectriques adaptées aux besoins du transformateur [25].

II.3.1.2 Fonction transfert de chaleur

Le transformateur, malgré son rendement élevé, perd de l'énergie sous forme de chaleur qui doit être régulée pour éviter les points chauds. L'huile permet d'évacuer la chaleur vers les radiateurs extérieurs. Les propriétés de l'huile qui permettent de juger de son aptitude à évacuer la chaleur sont la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique [25].

II.3.2 Les facteurs de vieillissement des huiles

Le vieillissement des huiles de transformateurs est un phénomène inévitable et irréversible qui survient lorsqu'elles sont soumises à de multiples contraintes, notamment électriques, thermiques, chimiques et environnementales au fil du temps. Les principaux types de vieillissement des huiles de transformateurs sont le vieillissement thermique, le vieillissement électrochimique et le vieillissement électrique.

1. Le vieillissement thermique

Le vieillissement thermique des huiles isolantes se produit en raison de l'exposition à des températures élevées pendant le fonctionnement du transformateur. La chaleur accélère les réactions chimiques dans l'huile, provoquant l'oxydation des hydrocarbures et la formation de

produits de dégradation indésirables comme les acides et les composés polaires. Ces produits réduisent à la fois la rigidité diélectrique de l'huile et sa capacité à transférer la chaleur.

2. Le vieillissement électrochimique

Le vieillissement électrochimique fait référence aux réactions chimiques déclenchées dans l'huile par l'énergie électrique. Sous l'influence de champs électriques intenses, les molécules d'huile isolante peuvent se briser (phénomène de diélectrique rupture) et se recombinaison pour former des gaz dissous, des acides et des dépôts de carbone. Ces produits de dégradation affectent négativement les propriétés diélectriques de l'huile.

3. Le vieillissement électrique

Le vieillissement électrique de l'huile dans les transformateurs est causé par des décharges partielles qui endommagent les molécules d'huile, réduisant ainsi la rigidité diélectrique de l'huile. Le vieillissement thermique et électrochimique a également un effet négatif sur les propriétés diélectriques de l'huile. Une surveillance régulière de la qualité de l'huile est donc essentielle pour garantir un fonctionnement efficace des transformateurs.

II.3.3 Les effets de la dégradation de l'huile sur la durée de vie du transformateur

La dégradation de l'huile isolante dans les transformateurs a de graves conséquences sur la durée de vie et la fiabilité du transformateur :

1. Réduction de la rigidité diélectrique de l'huile

Les produits de dégradation comme les acides, les composés polaires et l'eau réduisent la résistance d'isolation de l'huile, ce qui augmente le risque de court-circuit et de défaillances diélectriques.

2. Formation de dépôts et de boues

Les produits de dégradation insolubles peuvent se déposer sur les enroulements et les parois du transformateur, réduisant l'isolation électrique et la circulation de l'huile. Ces dépôts peuvent également bloquer les contacts de protection et les indicateurs de niveau d'huile. • Production de gaz dissous : Des gaz comme l'hydrogène, le monoxyde de carbone et l'acétylène se forment dans l'huile dégradée et peuvent s'accumuler dans le conservateur sous pression, posant des risques d'explosion. Ces gaz réduisent également la rigidité diélectrique de l'huile.

3. Réduction de la capacité de refroidissement

L'huile contaminée a une moins bonne capacité à absorber et à dissiper la chaleur, ce qui entraîne une surchauffe du transformateur et accélère encore les réactions de dégradation.

4. Corrosion des enroulements

Les produits acides formés dans l'huile dégradée attaquent les enroulements du transformateur, en particulier le cuivre et l'aluminium, provoquant des défauts d'isolation et du court-circuit. Obstruction des échangeurs de chaleur : Les dépôts et les boues peuvent obstruer les échangeurs de chaleur à plaques et à tubes dans le transformateur, compromettant leur capacité de refroidissement.

La dégradation de l'huile isolante réduit considérablement la durée de vie utile des transformateurs de puissance et augmente le risque de défaillance catastrophique. Une maintenance proactive, incluant des analyses d'huile régulières et un remplacement approprié de l'huile, est essentielle pour assurer un fonctionnement fiable à long terme des transformateurs.

II.3.4 Catégories d'huiles et de liquides isolants

Il existe plusieurs catégories d'huiles et de liquides isolants utilisés dans les transformateurs électriques, chacun ayant des propriétés et des caractéristiques spécifiques. Voici les principales catégories

II.3.4.1 Huiles minérales

Les huiles minérales sont des liquides isolants couramment utilisés dans les transformateurs électriques en raison de leur stabilité à haute température, de leur capacité de refroidissement et de leur coût abordable. Le choix d'une d'huile minérale est guidé par la norme CEI 60296 [26], L'évaluation des huiles minérales en service est définie par la norme CEI 60422 [27]. Elles se composent d'un mélange complexe d'hydrocarbures saturés et insaturés, notamment les alcanes, les cyclanes et les composés aromatiques. Les alcanes sont les principaux constituants des huiles minérales. Cependant, leur durée de vie est limitée et elles peuvent libérer des gaz toxiques en cas de surchauffe ou de dégradation. Il est donc important de surveiller leur état et de les remplacer lorsque nécessaire pour assurer la sécurité et la

Performance des transformateurs électriques. (Figure II.2) illustre les trois structures de base de l'huile minérale.

II.3.4.1.1 Structure naphténiq (Cn)

Les huiles isolantes minérales à base naphténiq ont une structure chimique différente de celle des huiles isolantes à base paraffiniez. Leur formule générale est C_nH_{2n} , et les molécules sont des hydrocarbures saturés cycliques ou des cyclo alcanes en chaînes carbonées fermées (Figure II.2), Les huiles à base naphténiq présentent des avantages tels que de meilleures propriétés d'écoulement à basse température, une plus grande stabilité à l'oxydation et un meilleur pouvoir solvant. Cependant, elles ont une densité plus élevée, une viscosité plus élevée à température ambiante et ont tendance à se cristalliser à des températures plus élevées [28].

II.3.4.1.2 Structure paraffinique (Cp)

Les huiles isolantes minérales à structure paraffinique sont largement utilisées dans les équipements électriques tels que les transformateurs, les disjoncteurs et les câbles. Ces huiles sont principalement composées d'hydrocarbures paraffiniques à chaîne droite ou ramifiée (figure II.2), sans cycles. Leur formule générale est C_nH_{2n+2} .

Ces huiles ont plusieurs avantages, tels qu'une faible densité, une viscosité relativement stable, une faible volatilité et un pouvoir solvant faible. Cependant, elles présentent également des inconvénients tels qu'un point d'éclair plus bas, une cristallisation à basse température et une sensibilité accrue à l'oxydation [29].

II.3.4.1.3 La structure aromatique (Ca)

La structure aromatique (Ca), un groupe d'huiles minérales contenant des fonctions à noyau benzénique qui sont rarement utilisées dans les équipements électriques en raison de leur instabilité chimique. Ces huiles sont facilement oxydables, ont un indice de viscosité très bas et ont un pouvoir solvant élevé, ce qui peut entraîner des problèmes d'isolation électrique. [29].

De plus, elles sont toxiques pour les organismes vivants et l'environnement, limitant ainsi leur utilisation et nécessitant une réglementation stricte pour protéger la santé humaine et l'environnement.

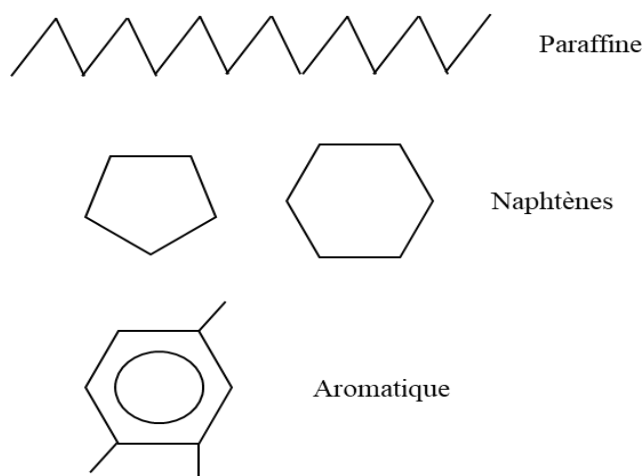


Figure II.2. Structures des hydrocarbures de base dans d'huile minérale [30].

II.3.4.2 Les hydrocarbures halogénés ou PCB

Les hydrocarbures halogénés contiennent des atomes de carbone et d'halogène et les PCB sont une famille spécifique d'hydrocarbures halogénés qui ont été largement utilisés comme isolants électriques. Cependant, les PCB sont maintenant considérés comme des produits chimiques très toxiques et persistants dans l'environnement, avec des effets négatifs sur la santé et la biodiversité. Leur utilisation a donc été interdite dans de nombreux pays, y compris l'Algérie où elle a été interdite par circulaire interministérielle datant du 04/12/1985, suivie du décret n° 87-182 du 18/08/1987 relatif aux PCB [31].

II.3.4.3 Les esters organiques (esters du pentaérythritol)

Les esters organiques sont des composés dérivés de l'acide carboxylique et d'un alcool, avec des propriétés variables selon leur composition et leur structure moléculaire. Les esters du pentaérythritol sont utilisés comme liquide isolant dans les transformateurs de puissance pour empêcher les arcs électriques de se former et refroidir les parties internes. Ils ont des avantages en termes de performance électrique et de sécurité incendie, mais leur faible viscosité et leur coût élevé peuvent limiter leur utilisation. Les esters organiques sont une alternative intéressante aux huiles minérales, mais leur utilisation doit être considérée en fonction des besoins et des contraintes de chaque application.

La CEI 61099 donne les spécifications des huiles organiques à usage électrique [32]. Il existe aussi un guide de maintenance des esters pour transformateurs dans les matériels (CEI 61203 [33]).

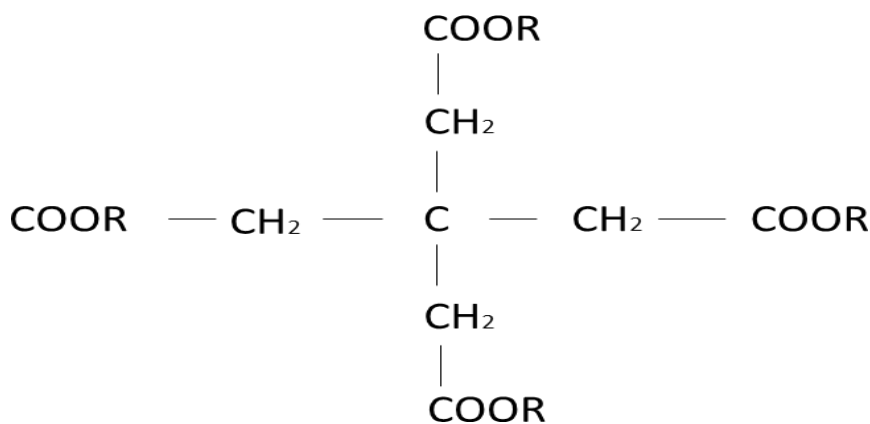


Figure II.3. Structure de l'ester du pentaérythritol [34].

II.3.4.4 Les huiles silicones

Les huiles silicones sont une alternative aux PCB et aux huiles minérales et organiques dans les transformateurs de puissance. La plus couramment utilisée est le polydiméthylsiloxane (PDMS), qui offre une grande stabilité à l'oxydation, même à haute température. Cependant, leur biodégradabilité est faible, leur coût est souvent plus élevé et elles ne peuvent pas être mélangées avec d'autres types d'huiles isolantes. Cela peut limiter leur utilisation dans certaines situations où une huile isolante mixte est requise.

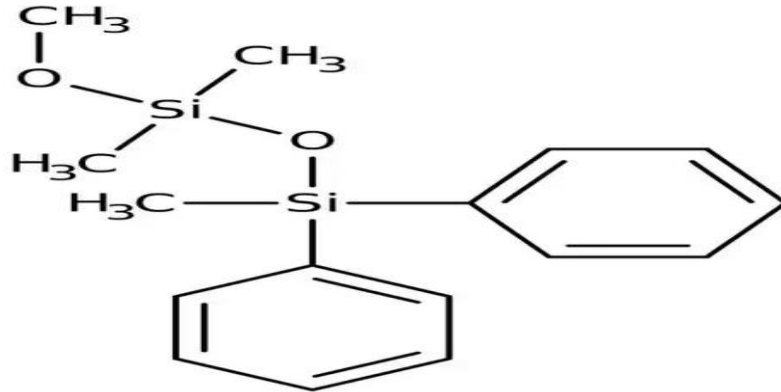


Figure II.4. Structure des huiles silicones [35]

II.3.4.5 Les huiles végétales (esters naturels)

Les huiles végétales, également connues sous le nom d'esters naturels, sont des triglycérides constitués de trois acides gras différents ou identiques liés à une molécule de glycérol. L'huile de ricin est l'une des huiles végétales les plus utilisées en raison de sa faible viscosité et de ses propriétés diélectriques élevées. Les huiles végétales sont une alternative intéressante aux liquides isolants à base de pétrole car elles sont biodégradables, renouvelables et peu toxiques, mais leur point de feu peut être plus bas et leur stabilité thermique inférieure à celle des liquides isolants synthétiques, limitant leur utilisation dans certaines applications. Cependant, leur emploi dans les transformateurs a été proposé [33].

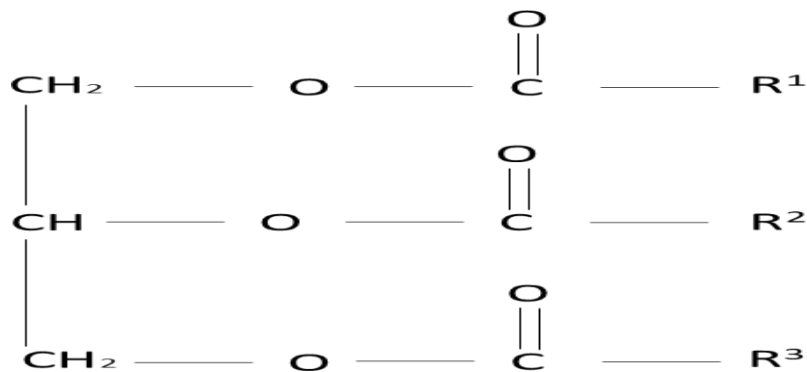


Figure II.5 Structure d'un ester naturel [34].

II.3.5 Les propriétés des huiles

Les propriétés des huiles d'isolation des transformateurs peuvent être classées en trois catégories principales: électriques, physiques et chimiques.

II.3.5.1 Les propriétés électriques

L'une des propriétés les plus importantes de cette huile isolante est sa capacité à résister aux tensions électriques élevées sans se rompre, c'est-à-dire sa rigidité diélectrique et sa tension de claquage. Dans cet article, nous allons examiner les différents facteurs qui influencent ces propriétés électriques de l'huile.

1. La rigidité diélectrique et tension de claquage

La rigidité diélectrique est la capacité de l'huile à résister à une tension électrique sans se rompre. La tension de claquage est la tension électrique maximale qui peut être appliquée avant que l'huile ne se rompe et ne permette à un courant de passer à travers elle. Plusieurs facteurs peuvent affecter la rigidité diélectrique et la tension de claquage de l'huile :

a) Paramètre géométrique : La distance entre les électrodes et la forme des électrodes utilisées lors des tests de rigidité diélectrique peuvent affecter les résultats des tests. Les normes internationales (IEC 60156) précisent les paramètres géométriques standards pour les tests de rigidité diélectrique et de tension de claquage.

b) Température: La rigidité diélectrique diminue avec l'augmentation de la température. Cela est dû à l'augmentation de la conductivité de l'huile avec l'augmentation de la température.

c) Teneur en eau : La teneur en eau dans l'huile peut considérablement affecter la rigidité diélectrique et la tension de claquage. L'eau réduit la rigidité diélectrique de l'huile en créant des chemins conducteurs entre les électrodes.

d) Nombre de Claquages : Le nombre de claquages que l'huile subit peut affecter sa rigidité diélectrique. Plus l'huile subit de claquages, plus sa rigidité diélectrique ne diminue.

2. Permittivité relative (ϵ)

La permittivité relative est une mesure de la capacité de l'huile à stocker une charge électrique. Elle est également connue sous le nom de constante diélectrique. La permittivité relative de l'huile diminue avec l'augmentation de la fréquence. Les normes internationales précisent la fréquence standard pour les tests de permittivité relative.

3. Facteur de perte diélectrique ($\text{tg } \delta$)

Le facteur de perte diélectrique est une mesure de l'énergie dissipée par l'huile lorsqu'une tension alternative est appliquée. Il est également connu sous le nom de facteur de dissipation. Le facteur de perte diélectrique de l'huile augmente avec l'augmentation de la fréquence.

4. La conductivité / résistivité

La conductivité électrique est une mesure de la capacité d'un matériau à conduire l'électricité, tandis que la résistivité est l'inverse de la conductivité. Pour l'huile de transformateur, la conductivité électrique peut être utilisée pour évaluer la contamination et la dégradation de l'huile.

5. Décharges partielles

Les décharges partielles sont des phénomènes électriques qui se produisent localement à l'intérieur d'un isolant. Ces phénomènes sont causés par la présence de bulles de gaz ou d'autres impuretés, telles que l'humidité ou les particules, dans l'huile de transformateur. Ces impuretés peuvent être soumises à l'action d'un champ électrique et entraîner des décharges localisées. En ce qui concerne les gaz présents dans l'huile de transformateur, l'hydrogène (H_2) et les hydrocarbures légers tels que le méthane (CH_4), sont les plus fréquents. D'autres gaz, tels que l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4) et l'acétylène (C_2H_2), peuvent également être présents en quantités plus faibles. Le monoxyde de carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO_2) peuvent également être présents.

6. Phénomène de gassing

Le phénomène de gassing est un phénomène de décomposition de l'huile isolante sous l'effet de la chaleur et de la pression électrique. Il se traduit par la formation de gaz, principalement de l'hydrogène, qui peut entraîner une augmentation de la pression à l'intérieur du transformateur. Ce phénomène est principalement causé par la présence d'impuretés dans l'huile ou par une dégradation chimique de l'huile elle-même. Les gaz produits par ce phénomène peuvent provoquer des décharges partielles, qui à leur tour peuvent causer des dommages importants au transformateur. Il est donc important de surveiller et de contrôler le phénomène de gassing.

II.3.5.2 Les propriétés physiques

1. La viscosité

La viscosité de l'huile isolante est une propriété importante qui peut affecter le transfert de chaleur dans le système. Elle peut être mesurée en centistokes ou en centipoises et dépend de la température et de la pression. Les huiles isolantes utilisées dans les transformateurs électriques ont généralement une viscosité comprise entre 10 et 30 cSt à 40 °C. L'indice de viscosité (VI) est également important, car il mesure la variation de la viscosité de l'huile en fonction de la température. Les huiles avec un indice de viscosité élevé sont considérées comme étant de meilleure qualité, car elles offrent une meilleure stabilité à la viscosité et une meilleure protection contre les variations de température.

La relation donnée pour la viscosité (en centistokes) est :

$$C_{ts} = C - (b/t)$$

Où c'est une constante de viscosité dépendant du fluide, t est la durée de l'écoulement en secondes, et b est un coefficient dépendant du viscosimètre utilisé pour mesurer la viscosité.

2. Point d'écoulement

Le point d'écoulement est la température la plus basse à laquelle l'huile isolante commence à s'écouler sous l'effet de la gravité. Cette propriété est importante pour s'assurer que l'huile peut circuler librement à travers les canaux de refroidissement. Il est déterminé suivant la norme ISO 3016 [36].

3. Le point de feu

Le point de feu est la température minimale à laquelle l'huile isolante peut s'enflammer en présence d'une source d'inflammation. Cette propriété est importante pour éviter les risques d'incendie dans le transformateur.

4. La capacité thermique

la capacité thermique des liquides isolants utilisés en électrotechnique varie généralement de 1000 à 2300 J/(kg.K) à une température de 20°C. Cela signifie qu'il faut fournir une certaine quantité d'énergie pour augmenter la température d'un kilogramme de liquide isolant d'un degré Kelvin (ou degré Celsius) à cette température. La capacité thermique dépend de plusieurs facteurs, tels que la température, la masse volumique et la composition chimique du liquide isolant [34].

La relation pour calculer la capacité thermique (Cp) d'une substance est :

$$C_p = Q / (m * \Delta T)$$

Où Q est la quantité de chaleur requise, m est la masse de la substance et ΔT est le changement de température en Kelvin. La capacité thermique spécifique peut également être calculée en divisant la capacité thermique par la masse de la substance, et elle est exprimée en $J/(kg.K)$.

5. La conductivité thermique

La conductivité thermique est la mesure de la capacité de l'huile isolante à transférer la chaleur. Cette propriété est importante pour s'assurer que la chaleur générée dans le transformateur peut être dissipée efficacement par l'huile. La conductivité thermique des huiles minérales utilisées comme isolant dans les transformateurs de puissance est de l'ordre de 0,1 à 0,15 $W/m.K$. Cependant, cette valeur peut varier en fonction de plusieurs facteurs tels que la température, la pression et la composition chimique de l'huile. Il est important de noter que la conductivité thermique est une propriété importante pour la dissipation de la chaleur générée par les pertes dans le transformateur [25].

6. La couleur de l'huile

La couleur de l'huile isolante peut donner une indication de la présence de contaminants et de l'état général de l'huile. Une couleur foncée peut indiquer une contamination ou une usure excessive de l'huile.

La norme internationale ISO 2049 décrit une méthode pour déterminer la couleur de l'huile isolante utilisée dans les transformateurs électriques. Cette méthode utilise une échelle de couleurs allant de 0 à 5, où 0 correspond à une huile incolore et 5 à une huile très foncée. La couleur est déterminée en comparant l'échantillon d'huile avec des échantillons étalons de couleurs connues. Cette méthode permet d'évaluer la contamination de l'huile et de déterminer si elle doit être remplacée ou non.

7. La masse volumique et le coefficient de dilation

La masse volumique et le coefficient de dilation sont des propriétés importantes pour s'assurer que l'huile peut remplir efficacement tout l'espace à l'intérieur du transformateur et ne subit pas de changements de volume excessifs sous l'effet de la chaleur.

La norme ISO 3675 définit la méthode pour la détermination de la masse volumique de liquides. La méthode consiste à mesurer la masse d'un volume connu de liquide à une température donnée, généralement 20 °C, et à diviser cette masse par le volume mesuré. La masse volumique est généralement exprimée en kg/m^3 .

8. L'aptitude de transfert de chaleur

L'aptitude de transfert de chaleur est la mesure de la capacité de l'huile isolante à transférer la chaleur entre les surfaces en contact. Cette propriété est importante pour s'assurer que la chaleur

générée par le transformateur peut être transférée efficacement de l'huile aux surfaces de refroidissement.

9. Le point d'éclair

Le point d'éclair est la température minimale à laquelle un liquide émet suffisamment de vapeurs pour former un mélange inflammable avec l'air au-dessus de sa surface. La norme ISO 2719 décrit la méthode Pensky-Martens en vase clos pour déterminer le point d'éclair d'un liquide. Pour éviter les risques d'incendie ou d'explosion, l'huile utilisée dans les transformateurs électriques doit avoir un point d'éclair suffisamment élevé. La norme ISO 2719 fournit des spécifications précises pour les points d'éclair minimaux requis pour différents types d'huiles de transformateur électrique, par exemple pour les huiles minérales isolantes, le point d'éclair doit être supérieur à 140 °C [37].

II.3.5.3 Les propriétés chimiques

Les propriétés chimiques importantes des huiles isolantes de transformateurs sont :

1. L'oxydation

L'oxydation des huiles se produit en présence d'oxygène et de chaleur. Elle entraîne la formation de composés organiques oxygénés comme les acides et les esters. L'oxydation des huiles réduit leur durée de vie et leurs propriétés isolantes. Elle peut être mesurée par le test d'oxydation accélérée (ASTM D2112) qui mesure la quantité d'acide formée.

2. La teneur en eau

L'eau dans les huiles isolantes réduit leur résistance d'isolement et favorise la corrosion. La teneur en eau est mesurée par le test Karl Fischer (ASTM D1533) et doit être inférieure à 50 ppm.

3. L'acidité

L'acidité des huiles augmente avec l'oxydation en raison de la formation d'acides organiques. Elle est mesurée par le test d'acidité totale (ASTM D974) qui mesure la quantité de base requise pour neutraliser les acides dans l'huile. La limite typique est de 0,03 mg KOH/g.

4. La teneur en particules

Les particules et impuretés dans l'huile peuvent nuire à ses propriétés isolantes et causer des défaillances prématurées. La propreté des huiles est mesurée par le test "particules compteur" (ASTM D2276) qui compte et classe les particules par taille.

5. La teneur en gaz dissous

Les gaz comme l'oxygène, l'azote et le gaz carbonique réduisent la rigidité diélectrique des huiles. Ils sont mesurés par chromatographie en phase gazeuse selon la norme ASTM D3493.

Ces propriétés sont surveillées régulièrement pour déterminer l'état et les performances des huiles isolantes dans les transformateurs. Des limites sont précisées par les normes ASTM et IEC.

Le tableau II.1 présente un résumé des normes industrielles et des publications connexes sur les procédures d'essai normalisées pour évaluer les caractéristiques de l'huile de transformateur. Les tests normalisés sont classés en trois catégories : tests de routine, tests complémentaires et tests d'investigation spéciaux.

Tableau II.1. Normes d'essai de caractéristiques d'huile de transformateur [38].

Groupe de test	Nom du test	Norme de test
Tests de routine	Détermination de la couleur	ISO2049, ASTM D1500
	Tension de claquage	CEI60156, ASTM D1816
	Teneur en eau	CEI60814, ASTM D1533
	Acidité (valeur de neutralisation)	IEC 62021-1, ASTM D974
	Facteur de perte diélectrique	CEI60247, ASTM D924
	Contenu d'inhibiteur	CEI60666, ASTM D2668
	Oxydation	CEI61125 méthode C
	Analyse chromatographique des gaz	ASTM D5222
	Interprétation des gaz dissous	IEC 60567, ASTM D3612
Tests complémentaires	Tension interfacial	ISO6295, ASTM D971
	Particules (nombre de particules)	CEI6097, NAS 1638
Tests d'investigation spéciaux	Stabilité à l'oxydation	IEC 61125 (méthode C)
	Point d'éclair	ISO2719, IEC 61039
	Compatibilité	CEI61125, ASTM D4768
	Point d'écoulement	ISO3016, ASTM D97
	Densité	IEC60247, ASTM D4052
	Viscosité	IEC 60247, ASTM D445
	Biphényles polychlorés (PCB)	ASTM D4059
Soufre corrosif	DIN51353, ASTM D1275	

II.3.6. Contrôle de l'huile

L'huile est un élément crucial dans le fonctionnement des transformateurs de puissance, car elle permet de dissiper la chaleur générée par le transformateur et d'isoler électriquement les composants internes. Il est donc important de contrôler régulièrement l'état de l'huile dans le transformateur pour s'assurer qu'elle remplit correctement ces fonctions. En général, le contrôle se fait de deux manières:

II.3.6.1 Contrôle des conditions d'exploitation

Il est possible de réaliser le contrôle continu de l'huile en faisant fonctionner les dispositifs de protection sur le transformateur (relais de Buchholz (voir Figure I-15), thermomètres, analyse continue du gaz pour les transformateurs de puissance très importants, etc.).

II.3.6.2 Contrôle périodique

Le contrôle périodique de l'huile de transformateur implique l'analyse de l'état de l'huile pour déterminer s'il est nécessaire de la remplacer ou de la filtrer. Les analyses courantes de l'huile incluent la mesure de la tension de claquage, la couleur et l'aspect, la tension interfaciale, l'indice d'acidité, le facteur de dissipation $\tan \delta$, la teneur en eau et l'analyse des gaz dissous dans l'huile. Les intervalles de temps recommandés pour le contrôle périodique de l'huile de transformateur varient en fonction du type de transformateur et de son âge, et peuvent varier en fonction des conditions d'utilisation et d'autres facteurs. Les fabricants de transformateurs peuvent également fournir des instructions spécifiques pour le contrôle de l'huile.

II.4 Réactions dans le système d'isolation des transformateurs de puissance

Cette section aborde les réactions qui se produisent dans les transformateurs de puissance en raison du stress électrique et thermique. Les sous-produits de ces réactions et leur détection sont également expliqués de manière approfondie.

1. Stress électrique

Dans les transformateurs, le stress électrique engendre l'amorçage et la décharge partielle (corona) qui sont les deux principales activités électriques. La décharge partielle, de faible niveau d'énergie, survient dans l'huile et le papier d'isolation. Quant à l'arc, il s'agit d'une décharge électrique prolongée de haute énergie. Les sous-produits de ces deux phénomènes accélèrent le vieillissement de l'huile et de l'état du papier d'isolation. Les gaz générés par la décharge partielle sont l'hydrogène (H_2), des traces de méthane (CH_4) et d'acétylène (C_2H_2), tandis que l'arc produit de petites quantités d'éthane (C_2H_6), d'éthylène (C_2H_4), de méthane (CH_4) et une grande quantité de gaz d'acétylène. Les méthodes de diagnostic permettent de distinguer les gaz produits par la décharge partielle et l'arc. Néanmoins, l'interprétation définitive de la combinaison de gaz demeure un défi dans la surveillance de l'état des transformateurs de

puissance. (Figure II.6). Montre les gaz générés par une activité électrique anormale dans le transformateur."

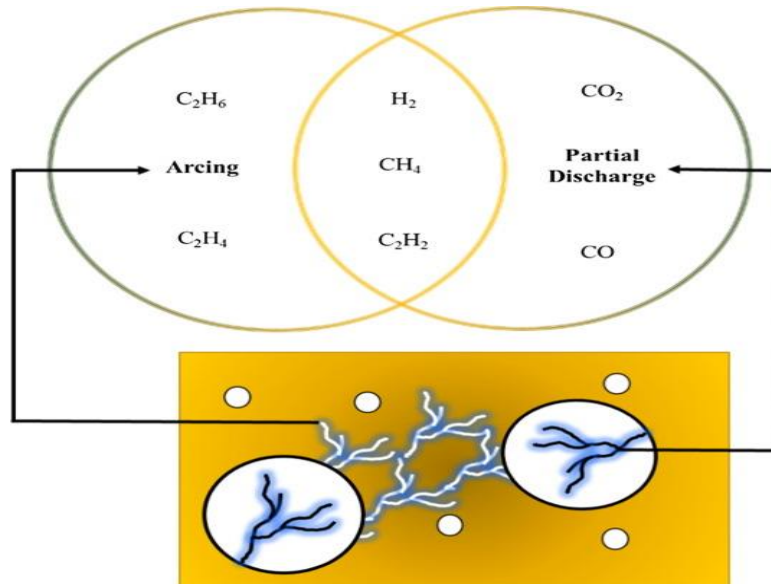


Figure. II.6. Gaz générés par les arcs électriques et les décharges partielles [39].

2. Réactions dues au stress thermique

Le stress thermique dans les transformateurs de puissance provoque des réactions telles que la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse à la fois dans l'huile du transformateur et dans le papier d'isolation. Étant donné que le stress thermique se produit plus fréquemment dans les transformateurs de puissance, les discussions suivantes ont été divisées en sections pertinentes pour une compréhension plus claire.

2.1. Réactions thermiques dans l'huile d'isolation

Le stress thermique dans les transformateurs de puissance provoque l'oxydation de l'huile d'isolation. L'oxydation de l'huile d'isolation se produit dans la plage de température de 120 à 130 °C. Le taux de réaction double tous les 8 à 9 °C d'augmentation de température. Les hydrocarbures insaturés dans l'huile sont plus vulnérables à l'oxydation par rapport aux hydrocarbures saturés comme illustré dans la Figure 6,

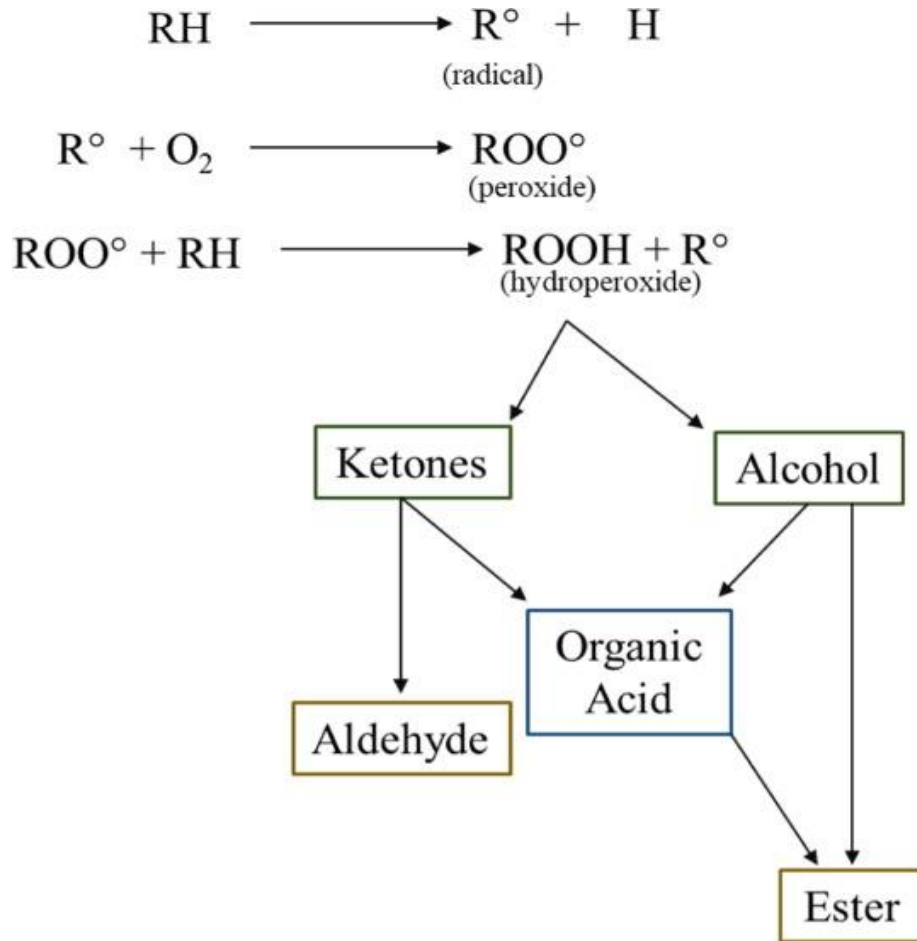


Figure. II : 7.Processus d'oxydation de l'huile d'isolation [39].

Le mécanisme d'oxydation de l'huile d'isolation peut être divisé en trois principales étapes : initiation, propagation et terminaison. L'oxydation produit de l'acide, de l'humidité, des aldéhydes, des cétones, des peroxydes, de l'alcool et des gaz de défaut. Des inhibiteurs sont ajoutés à l'huile pour inhiber l'oxydation, et une baisse de leur concentration indique une augmentation de la réaction d'oxydation dans l'huile. L'humidité et les acides produits par l'oxydation de l'huile sont particulièrement nocifs pour le papier d'isolation car cela initie sa détérioration en rompant la chaîne de cellulose par un processus appelé hydrolyse. Certains acides restent dissous dans l'huile et conduisent à la formation de dépôts insolubles (boues), ce qui réduit la résistance diélectrique de l'huile et réduit le facteur de dissipation de l'huile en raison de l'accumulation élevée d'ions dans l'huile.

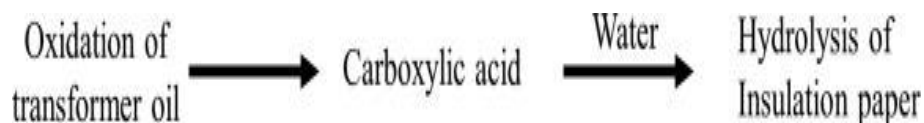


Figure II.8. Oxydation de l'huile isolante entraînant l'hydrolyse du papier isolant [39].

2.2. Réaction thermique dans le papier d'isolation

Le papier d'isolation subit trois réactions de dégradation thermique : l'oxydation, l'hydrolyse et la pyrolyse. Ces réactions produisent divers sous-produits qui compromettent la qualité du papier d'isolation. Les sous-sections ci-dessous fournissent une discussion complète sur les trois réactions.

2.2.1. Oxydation

L'oxydation se produit lorsque l'oxygène réagit avec les groupes hydroxyle des chaînes de cellulose, ce qui peut entraîner l'hydrolyse en raison de la production d'humidité et d'acides. Les sous-produits de l'oxydation de la cellulose comprennent des aldéhydes, des cétones, des acides carboxyliques, des composés furaniques et de l'humidité, qui peuvent également accélérer l'hydrolyse en présence d'eau. Les acides produits par l'oxydation de l'huile d'isolation peuvent également accélérer l'hydrolyse du papier de cellulose en présence d'eau.

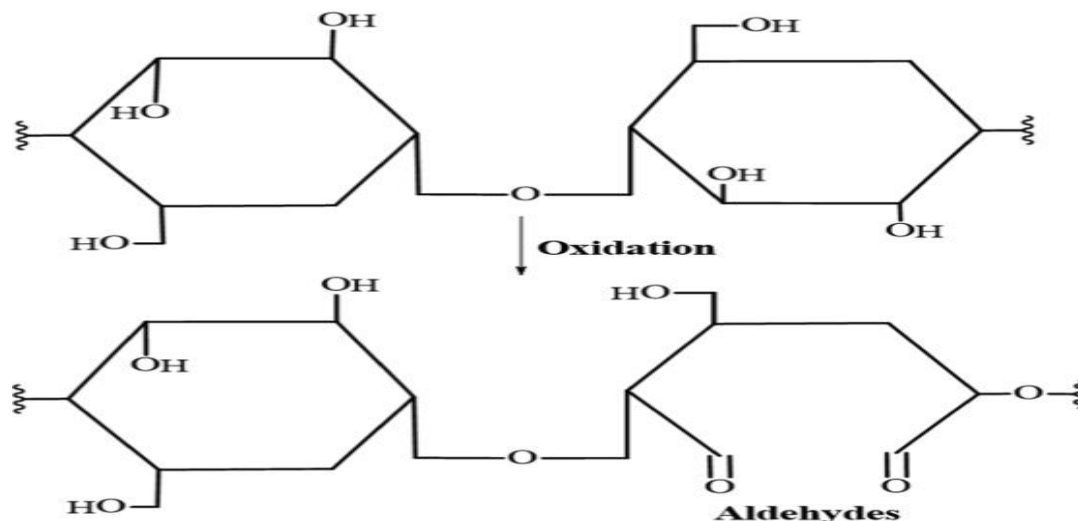


Figure II.9. Formation d'aldéhyde due à l'oxydation de la cellulose [39].

2.2.2. Hydrolyse

L'hydrolyse du papier d'isolation implique la rupture des liaisons glycosidiques, catalysée par l'eau et l'acide (provenant de l'oxydation de l'huile d'isolation). Cette réaction se produit à des températures comprises entre 60 °C et 150 °C. L'hydrolyse du papier entraîne la décoloration du

papier. L'un des sous-produits de cette réaction est le glucose, qui se dégrade ensuite via l'oxydation et l'hydrolyse pour former des composés furaniques et de l'eau.

2.2.3. Pyrolyse

La pyrolyse du papier d'isolation est la réaction prédominante à des températures supérieures à 300°C, produisant du méthanol aux premiers stades. Les températures entre 250°C et 300°C provoquent un mélange de pyrolyse et de dégradation. Les températures ont un impact sur les trajets réactionnels et la corrélation entre la génération de méthanol et le degré de polymérisation du papier d'isolation peut indiquer la réaction de pyrolyse. L'éthanol est également généré à partir de la pyrolyse et de l'oxydation de l'huile, et peut être utilisé comme indication de points chauds dans le transformateur. Une meilleure compréhension des réactions permettrait de déterminer l'état du transformateur de manière plus précise.

Les deux Tableaux II.2 et II.3 : Résumé des réactions dans le système d'isolation d'un transformateur de puissance en raison de contraintes électriques et thermiques [39].

Les réactions dans le papier isolant

Tableau II.2. Les réactions dans le papier isolant [39].

Stresse	Réactions/Activité	Température	sous-produits
Thermique	Hydrolysis	60–150 °C	Glucose Acide formique Levoglucosane Monoxyde de carbone Dioxyde de carbone
	Pyrolysis	≥ 120 °C	Levoglucosane Éthanol Méthanol
	Oxydation	60–65 °C	Aldéhyde Monoxyde de carbone Acide carboxylique Cétone Composé furanique Humidité

Les réactions dans l'huile d'isolation

Tableau II.3. Les réactions dans l'huile d'isolation [39].

Stress	Réactions/Activité	Température	sous-produits
Électrice	arc électrique	700–1200 °C	Méthane oxyde de carbone Hydrogène Humidité Particules de décharge (ions, électrons)
	Décharge partielle	700°C	Humidité Acides Traces d'acétylène Hydrogène
Thermique	Oxydation	120–130 °C	Acides Humidité Aldéhyde Cétone Gaz de défaut
	L'hydrolyse		Acides Dioxyde de carbone Réduit la tension interfaciale.

II.5 Conclusion

Le système d'isolation joue un rôle crucial dans la performance et la durabilité des transformateurs électriques. Une analyse approfondie des matériaux isolants, de leurs propriétés et des processus qui les affectent permet d'identifier et de prévenir les problèmes potentiels, contribuant ainsi à une exploitation fiable et efficace des systèmes de distribution d'énergie.

Les connaissances acquises dans ce chapitre jettent les bases pour la surveillance des transformateurs en diagnostiquant les gaz dissous dans l'huile isolante. Les chapitres ultérieurs développeront cette base en examinant diverses techniques de diagnostic et méthodologies pour détecter et analyser les gaz dissous, permettant ainsi une maintenance proactive et garantissant le bon fonctionnement des transformateurs.



Chapitre 3

Analyse des gazdissous

III.1. Introduction

La présence de gaz dans l'huile est un signe dangereux pour les transformateurs, surtout si elle dépasse une certaine valeur car le gaz présente une rigidité diélectrique faible par rapport à l'huile, ce qui peut provoquer des décharges partielles, et peut fortement diminuer la qualité de l'huile. L'analyse de ces gaz permet d'identifier des causes d'anomalie dans la partie active du transformateur et prévient ainsi le risque de sa défaillance.

III.2. Analyse des gaz dissous (DGA)

L'analyse des gaz dissous (en anglais Dissolved Gas Analysis DGA), introduite depuis plus de quarante ans, est l'une des techniques les plus utilisées pour le diagnostic des transformateurs grâce au fait qu'elle est non destructive et qu'elle peut être utilisée pour la surveillance en temps réel. Pour effectuer une analyse, cette technique n'exige qu'une petite quantité de l'huile isolante et ne demande pas une interruption de service du transformateur. Les gaz dissous dans les huiles isolantes sont généralement le résultat de la détérioration des systèmes d'isolation (papier et huile) causée par les décharges, les arcs électriques, la surchauffe et le claquage du papier. Les principaux gaz produits sont le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4), l'acétylène (C_2H_2), l'hydrogène (H_2), le monoxyde et le dioxyde du carbone (CO , CO_2). Pour extraire et quantifier ces gaz, la chromatographie en phase gazeuse est appliquée. Les résultats indiquent les taux des gaz dissous dans l'huile en ppm. Les résultats peuvent être comparés aux tests effectués auparavant, leur interprétation est toujours l'objet d'études des chercheurs à travers le monde. Des recherches extensives ont été entreprises pour analyser et interpréter la signification des gaz mesurés et plus particulièrement leurs taux.

III.3. Les intérêts d'AGD

L'analyse des gaz dissous présente beaucoup d'avantages parmi lesquelles on peut citer les points suivants :

- Augmenter la disponibilité de l'équipement.
- Prolonger sa durée de vie.
- Prévenir et détecter d'éventuelles dégradation internes: Etat de l'isolation (huile , papier, carton)
- Prévenir et détecter des défauts latents: Défauts électriques, thermiques.

- Intervenir au moment opportun.
- Réduire les coûts de maintenance et de réparation.
- Méthode la moins couteuse et la plus rapide pour évaluer l'état général d'un équipement (transformateur) sur une simple prise d'échantillon d'huile.
- Une prise d'échantillon sur un transformateur est analogue à une prise de sang sur un être humain ou animal: Plusieurs paramètres peuvent être évalués sur un échantillon.

III.4. Les défauts de base détectés par l'AGD

Six défauts sont définis par la norme IEC 60-599 :

- **Décharge partielles (DP) ou effet couronne:**

Exemples typique : décharges dans les bulles de gaz dans l'huile, ou cavités gazeuses dans le papier résultant d'une forte humidité ou mauvaise imprégnation d'huile.

- **Décharges de faible énergie (D1):** Dans l'huile ou papier, elles se manifestent par de large perforation carbonisées dans le papier .

Exemples typiques: étincelles ou arc entre mauvaises connections

- **Décharges de forte énergie (D2):** dans l'huile /ou le papier, Arc de puissance, se manifeste par une destruction et carbonisation du papier, fusion du métal carbonisation de l'huile
- **Défauts thermiques (T1):** dans l'huile ou papier $< 300^{\circ}\text{C}$.

Exemples typiques: surchargé de transformateur, blocage de la circulation d'huile dans les enroulements.

- **Défauts thermiques (T2) :** $300 < T < 700^{\circ}\text{C}$, dans huile et /ou papier; se manifestent par la carbonisation du papier et/ ou de l'huile .

Exemples typiques: Mauvais contactes, mauvaises soudures, circulation de forts courants

- **Défauts thermiques.(T3) :** $T > 700^{\circ}\text{C}$ formation de particules de carbone dans l'huile, Fusion du métal ($> 1000^{\circ}\text{C}$).

Exemples typiques: Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau, court-circuit

III.5. Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile

La procédure d'analyse des gaz dissous comporte trois phases successives : l'échantillonnage de l'huile, l'extraction des gaz et à la fin leur analyse [40].

III.5.1. Echantillonnage de l'huile

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que les gaz dissous dans l'huile ne subissent aucune modification. La méthode de prélèvement par seringue convient quel que soit le mode de transport des échantillons. La sélection des points de prélèvements des échantillons doit faire l'objet d'un soin particulier. Normalement, il convient de prélever l'échantillon en un point représentatif de la totalité de l'huile de transformateur (la vanne d'échantillonnage de l'huile, par exemple). Cependant, il est parfois nécessaire de prélever délibérément des échantillons là où il est évident qu'ils ne seront pas représentatifs (lors d'une tentative de localisation d'un défaut du changeur de prise, par exemple) [41].

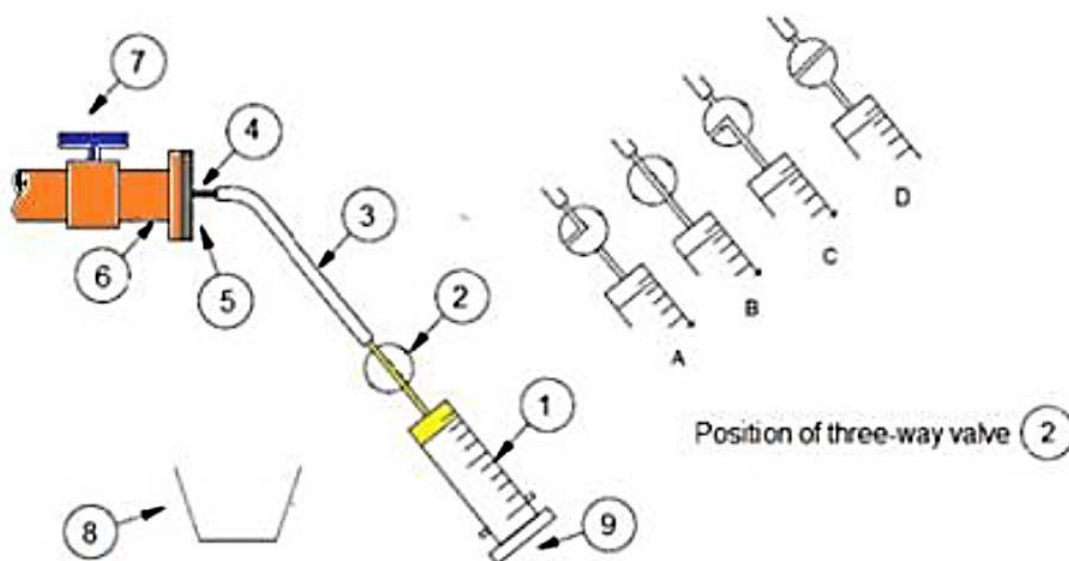


Figure (III.1) : Procédure de prélèvement d'échantillon d'huile par seringue [42].

Ainsi, la figure III.1 résume les différentes étapes à suivre selon les prescriptions de la norme CEI657 [43]

1. Retirez la couverture du point de prélèvement de la sortie (6) d'un transformateur.
2. Retirez toute la saleté et la poussière visibles du point de prélèvement (6).
3. Monter un adaptateur approprié (5) avec la buse (4) dans le point de prélèvement (6).
4. Fixez un morceau de tuyau en plastique (3) à la buse (4).
5. Ouvrir la vanne de vidange d'huile (7) et laisser s'écouler lentement au moins 2 litres d'huile dans un récipient à déchets (8). Réglez ensuite la vanne (7) à un faible débit.
6. Réglez la vanne à trois voies (2) en position (A), puis fixez-la à la tubulure en plastique (3). Permettre à l'huile de s'écouler dans le récipient à déchets (8).
7. Tourner la soupape à trois voies (2) en position (B) pour permettre à l'huile de pénétrer dans la seringue (1). Le piston (9) ne devrait pas être retiré, mais permettre de reculer sous la pression de l'huile.
8. Tourner la soupape à seringue à trois voies (2) en position (C) pour permettre à l'huile dans la seringue de s'écouler vers le récipient à déchets (8) pendant que le piston (9) est poussé pour vider la plus grande partie de l'huile dans la seringue (1) qui doit être approximativement verticale pour être sûr que toutes les bulles d'air sont exclues.
9. La procédure décrite aux étapes 7 et 8 est ensuite répétée jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de bulles de gaz.
10. Tourner la valve à trois voies (2) en position (B) et remplir la seringue (1) d'huile jusqu'à 50 ml.
11. Tournez ensuite la vanne à trois voies (2) en position (D) pour fermer le côté de la seringue et débranchez-la de la tubulure en plastique (3). Retourner la seringue (1) avec sa valve à seringue à trois voies (2) dans le sachet.
12. Fermez le robinet de vidange d'huile (7).

III.5.2. Extraction des gaz dissous dans l'huile

L'extraction des gaz dissous de l'huile à analyser peut être obtenue soit sous vide, soit par entraînement avec un gaz barbotant dans l'huile [44]. Cette dernière méthode est réalisée par barbotage du gaz vecteur (par exemple de l'argon) lui-même dans un faible volume d'huile. Des volumes d'huile compris entre 0.25 ml et 5 ml sont généralement employés. Il est possible que l'on ne puisse pas atteindre les sensibilités et fidélités exigées pour l'analyse des hydrocarbures pendant les essais en usine, en utilisant moins de 5 ml d'huile. Des volumes d'huile plus importants exigeraient des temps d'entraînement plus grands pour extraire les gaz dissous et l'aide d'un piège à froid [45].

III.5.3. Analyse des gaz extraits de l'huile

Plusieurs méthodes d'analyse des gaz sont proposées. Cependant, la chromatographie en phase gazeuse fournit un moyen plus efficace d'analyser ces gaz et d'en déterminer les concentrations avec une bonne précision. Elle nécessite un appareillage plus élaboré et ne peut donc être utilisée qu'en laboratoire, mais elle fournit une analyse qualitative et quantitative complètes des gaz. Le résultat de l'analyse chromatographique quantitative des échantillons de gaz obtenus par une extraction complète des gaz dissous dans l'huile fournit automatiquement la composition des gaz dissous dans l'huile. Par contre, dans le cas d'une extraction partielle, il faut ramener le résultat de l'analyse quantitative à la composition initiale des gaz dissous dans l'huile

III.6. Analyse des gaz dissous par chromatographie en PG

L'analyse proprement dite peut être divisée en trois étapes:

III.6.1. Prélèvement de l'échantillon :

Le prélèvement de l'huile du transformateur est réalisé dans un récipient étanche

Conformément aux recommandations des normes en vigueur

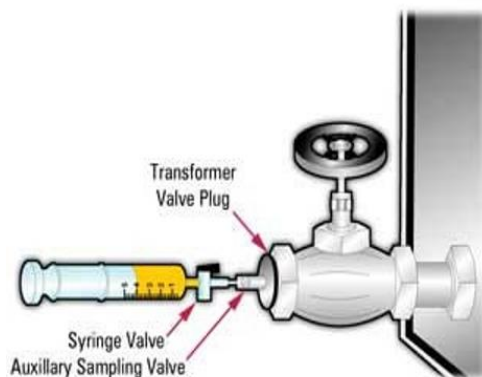


Figure (III.2): Prélèvement de l'échantillon [46]

III.6.2. Extraction des gaz

Les gaz dissous sont d'abord extraits de l'huile avant d'être injectés dans le chromatographe. Plusieurs techniques d'extraction des gaz sont utilisées : extraction partielle sous vide, extraction par barbotage, extraction par "Headspace".

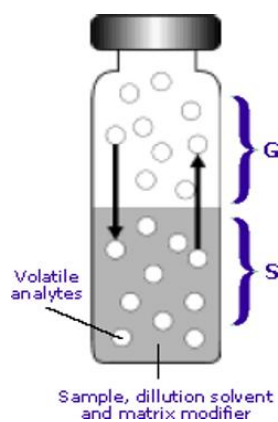


Figure (III.3): Extraction des gaz [46].

III.6.3. Analyse chromatographique (CPG)

Analyse des gaz dissous par chromatographie en phase gazeuse (CPG) est réalisée selon les normes d'essais CEI 60567- 1992 ou ASTM 3612. L'analyse consiste à séparer le mélange gazeux et déterminer la nature, la quantité de chaque gaz dissous dans l'huile exprimée en ppm (v/v) ($\mu\text{l}/\text{huile}$). Un ppm (volume/volume) de gaz implique que 1mm^3 de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilo pascal).

III.7. Description de l'appareillage

Un chromatographe en PG est composé de :

La colonne : elle constitue le cerveau du chromatographe, car c'est d'elle que dépend le succès de la séparation. C'est généralement un tube sous forme hélicoïdale plongé dans un thermostat soigneusement régulé (le temps de rétention dépend considérablement de la température).

Gaz vecteur : le gaz vecteur doit être pur et inerte, son choix est lié au détecteur utilisé

Un four : (type chaleur tournante) qui permet une programmation de température ajustable de 20 °C à 450 °C et qui est également équipé d'un système de refroidissement rapide.

Un système d'injection : qui va permettre d'introduire et de rendre volatil l'échantillon à analyser. L'injection peut se faire d'une manière manuelle ou automatique à l'aide d'un échantillonneur.

La cathétomètre (TCD) : Son principe basé sur une comparaison continue entre le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur seul et le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur chargé par des molécules de soluté. Ces flux de chaleur sont produits par des thermistances, filaments incandescents à base de tungstène ou de platine le plus souvent, très conducteur et sensible à la température.

L'ionisation de flamme (FID) : Son principe : Une flamme produite par combustion de l'hydrogène dans l'air, ionise partiellement le soluté injecté, les ions formés sont collectés par une électrode engendrant un courant électrique que l'on amplifie et enregistre [47].

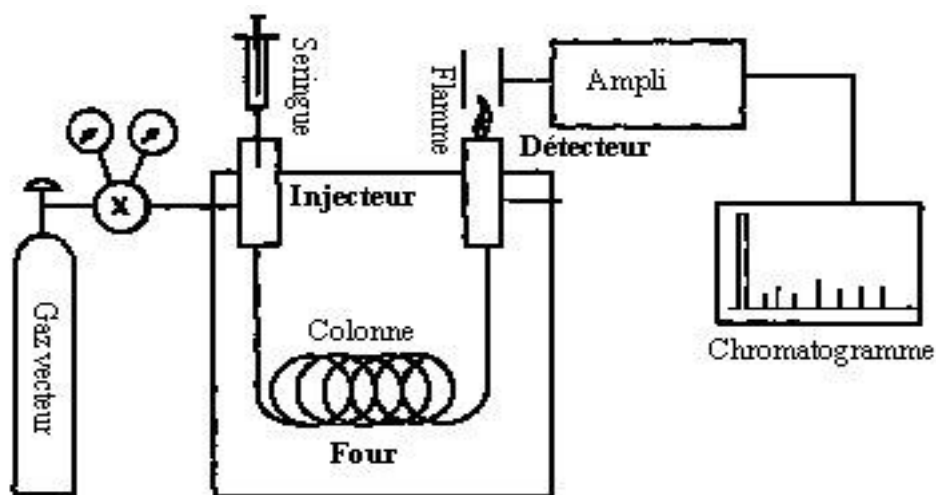


Figure (III.4) : Chromatographe en PG [46].

III.8. Principe de la méthode

Le principe de fonctionnement d'un chromatographe en PG est basé sur trois étapes :

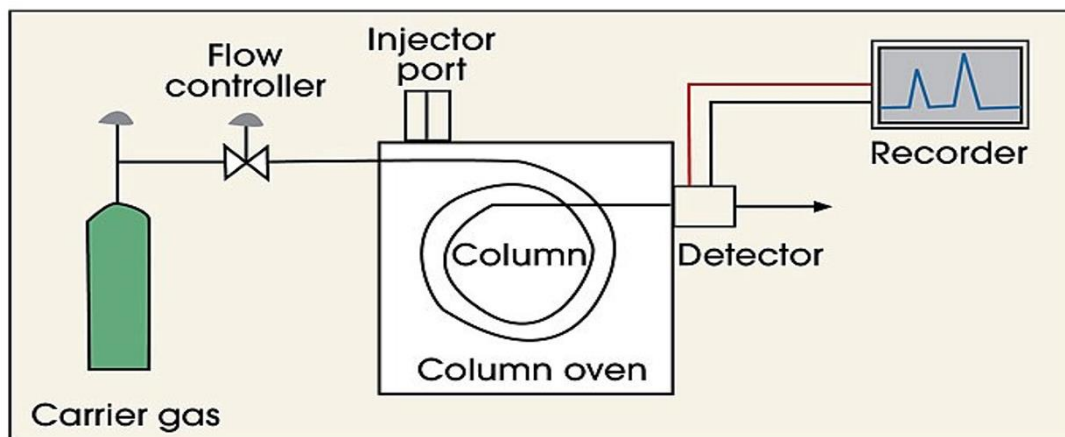


Figure (III.5) : Principe de fonctionnement d'un chromatographe en PG [46]

Étape 1 : Injection

Un échantillon de gaz est introduit dans le bloc d'injection (injecteur ou vannes d'injection), puis véhiculé par le gaz vecteur (argon ou hélium) vers la colonne de séparation.

Étape 2 : Séparation des constituants

En traversant la colonne, le mélange de gaz est séparé en ses constituants. Les gaz séparés sont élués de la colonne vers le détecteur où ils seront identifiés, dans un ordre de priorité basé sur le temps de rétention spécifique à chaque constituant.

Étape 3 : Identification et quantification

Arrivé au niveau du détecteur, chaque gaz est identifié grâce à son temps (connu) de rétention spécifique. Enfin, l'opération de calcul et d'intégration est effectuée par un logiciel chromatographique.

III.9. Différentes méthodes d'analyse des gaz dissous

III.9.1. Méthode des gaz-clés

Une approche globale est utilisée pour diagnostiquer les transformateurs, où seule la quantité totale de gaz combustibles dissous (**TDCG : Total Dissolved Combustibles Gases**) est prise en compte. Un guide relatif à l'Analyse des Gaz Dissous (AGD) a été publié dans le standard IEEE

C57-104 pour classer les défauts des transformateurs qui n'ont pas connu de problèmes antérieurs. Ce guide utilise les concentrations totales et individuelles des gaz combustibles comme indicateurs de problèmes. Il s'agit d'un outil couramment utilisé pour évaluer l'état des transformateurs, et il définit quatre états qui sont expliqués ci-dessous. Les concentrations de gaz sont soumises à des limites spécifiées dans le tableau III.1.

Tableau (III.1): Limites de concentration des gaz dissous dans l'huile selon IEEE [67,68]

Etats	Concentrations des gaz combustibles [ppm]							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	51-80	201-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-44630
4	1800	1000	80	200	150	1400	1000	4630

III.9.2. Méthode du Triangle de Duval :

C'est une méthode empirique développée dans les années 70 et utilisée par la CEI 60 599. Elle est considérée parmi les plus fiables des méthodes et elle se base sur trois gaz :

- CH₄ : méthane
- C₂H₄ : éthylène
- C₂H₂ : acétylène

III.9.2.1. Présentation du triangle de Duval

- _ Sur chaque coté du triangle ; sont représentées les concentrations relatives (%) de chaque gaz , de 0 à 100%

- _ Les six (6) défauts de base (IEC) sont représentés par des zones à l'intérieur du triangle; Une 7ème zone(DT) à été ajoutée, Elle représente un défaut mixte: Défaut thermique et électrique .

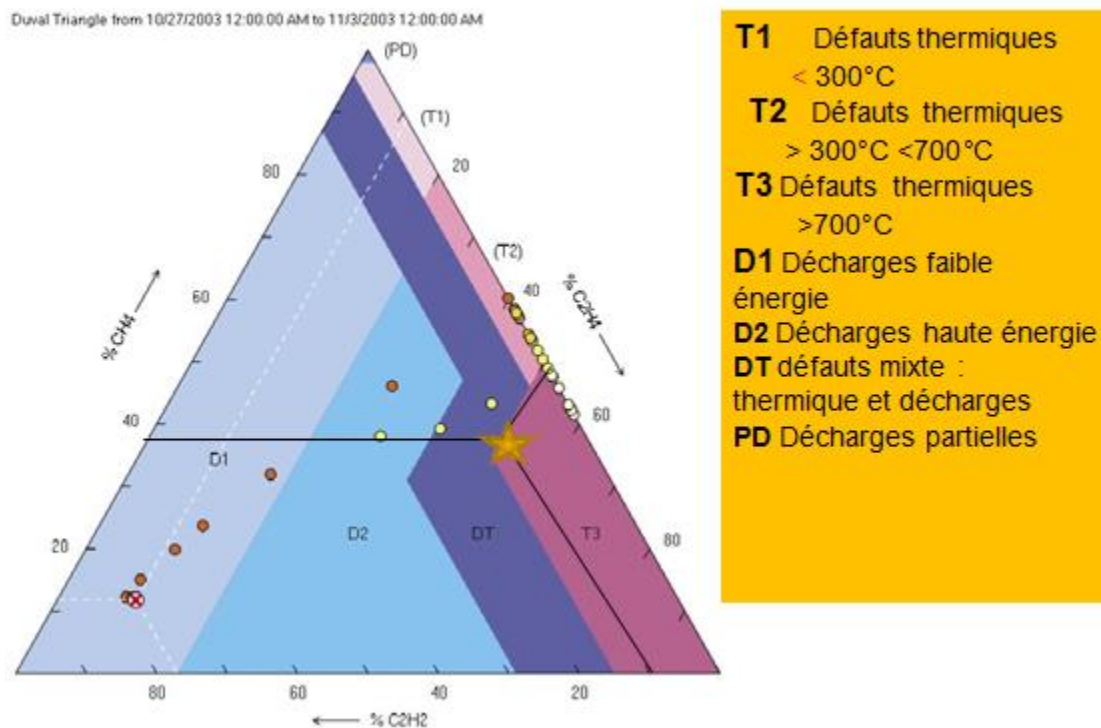


Figure (III.6) : Triangle de Duval [46]

III.9.2.2. Conditions d'application

- _ La méthode doit être appliquée lorsque un défaut est suspecté .
- _ Les concentrations des gaz doivent être supérieures aux valeur typiques.
- _ Le diagnostic doit être basé sur les concentrations des gaz résultant du défaut qui les a généré. L'accumulation des quantités de gaz formés lors d'un défaut précédent peut conduire à un diagnostic erroné

Exemple de calcul

Une analyse de gaz dissous dans une huile de transformateur a révélé une augmentation des concentrations des gaz indiquant une présence de défaut justifiant l'application de la méthode du Triangle de Duval, soit

$$\left. \begin{array}{l} \text{CH}_4 : 45 \text{ ppm} \\ \text{C}_2\text{H}_4 : 90 \text{ ppm} \\ \text{C}_2\text{H}_2 : 15 \text{ ppm} \end{array} \right\} \text{ Calculer le Total} = \text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2 = 45 + 90 + 15 = 150 \text{ ppm}$$

La teneur relative de chaque gaz est ensuite calculée :

$$\% \text{CH}_4 : 100 * \text{CH}_4 / T = 100 * 45 / 150 = 30\%$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 : 100 * \text{C}_2\text{H}_4 / T = 100 * 90 / 150 = 60\%$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 : 100 * \text{C}_2\text{H}_2 / T = 100 * 15 / 150 = 10\%$$

Le triangle indique un défaut type T3 (défaut thermique >700°C)

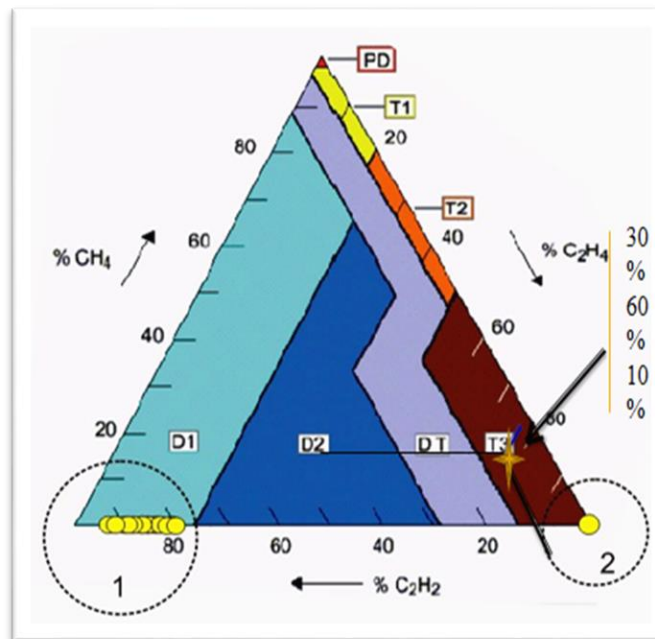


Figure (III.7) : Exemple de calcul par la méthode du triangle de Duval [46]

III.9.3. Méthode de Rogers

En 1974, Rogers du CEGB d'Angleterre (Central Electricity Generating Board) a proposé une amélioration des rapports basés sur une étude approfondie des données des gaz dissous et des défauts associés aux transformateurs. Cette méthode utilise des bandes définies en fonction des valeurs rapportées dans les tableaux Tableau (III.2) et Tableau (III.3)

Elle repose sur l'utilisation de quatre rapports de gaz spécifiques :

1. $R_1 = \frac{\text{methane}}{\text{hydrogene}} = \frac{CH_4}{H_2}$
2. $R_2 = \frac{\text{ethane}}{\text{methane}} = \frac{C_2H_6}{CH_4}$
3. $R_3 = \frac{\text{ethylene}}{\text{ethane}} = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
4. $R_4 = \frac{\text{acetylene}}{\text{ethylene}} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$

Les rapports sont utilisés pour créer des codes en fonction de limites numériques classées dans des intervalles selon le tableau (III.2). La combinaison de ces codes peut être associée à une interprétation, comme illustré dans le tableau (III.3) [48]. La validité de cette méthode est étayée par la corrélation avec les résultats de nombreuses expertises de défaillance basées sur l'analyse des gaz pour chaque cas.

Tableau (III.2) : Rapport intervalle et code de Rogers.

Rapport de gaz	Intervalle	Code
$\frac{CH_4}{H_2}$	≤ 0.1	5
	$> 0.1 < 1$	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	< 1	0
	≥ 1	1
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 1	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	≤ 0.5	0
	$\geq 0.5 < 3$	1
	≥ 3	2

+++

Tableau (III.3) : Codes et défauts selon la méthode de Rogers

N°	Code				
1	0	0	0	0	Normal
2	5	0	0	0	Décharge partielle (DP) d'une faible énergie
3	1-2	0	0	0	Surchauffement léger <150° C
4	1-2	1	0	0	Surchauffement léger 150 - 200° C
5	0	1	0	0	Surchauffement léger 200 – 300° C
6	0	0	1	0	Surchauffement au conducteur
7	1	0	1	0	Echauffement causé par la circulation de courant dans les enroulements
8	1	0	2	0	Echauffement causé par la circulation de courant dans le noyau et le réservoir
9	0	0	0	1	Arc d'une faible énergie
10	0	0	1-2	1-2	L'arc d'une grande énergie
11	0	0	2	2	Etincellement continu, arc
12	5	0	0	1-2	Décharge partielle DP

III.9.4. Méthode de Doernenburg

Doernenburg est l'un des premiers chercheurs à avoir publié une technique de diagnostic des défauts dans les transformateurs de puissance en utilisant les résultats de l'analyse des gaz dissous (AGD). Cette méthode est capable de suggérer trois types généraux de défauts :

- _ Les défauts thermiques.
- _ Décharge partielle de faible énergie.
- _ Arcs électriques.
- _ Décharges partielles de forte énergie.

Pour que le diagnostic soit valide, cette méthode exige des niveaux de concentration significatifs de gaz. Une fois que les niveaux de gaz sont suffisamment dans les limites acceptables selon le Tableau (III.4). Les rapports R1, R2, R3 et R4 sont calculés comme suit :

1. $R_1 = \frac{\text{méthane}}{\text{hydrogene}} = \frac{CH_4}{H_2}$
2. $R_2 = \frac{\text{acetylene}}{\text{ethylene}} = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
3. $R_3 = \frac{\text{acetylene}}{\text{methane}} = \frac{C_2H_2}{CH_4}$
4. $R_4 = \frac{\text{ethane}}{\text{acetylene}} = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$

Les valeurs de ces gaz sont comparées aux concentrations L1 indiquées dans le Tableau (III.4) pour vérifier s'il y a effectivement un problème et s'il y a une génération suffisante de chaque gaz. Ensuite, les rapports R1, R2, R3 et R4 sont comparés aux valeurs limites présentées dans le Tableau (III.5) afin de fournir un diagnostic de défaut suggéré. Ce tableau fournit les valeurs limites des rapports de gaz dissous dans l'huile, ainsi que les gaz obtenus à partir des gaz dissous des transformateurs ou des relais [49].

Tableau (III.4) : Seuil de concentration de gaz dans la méthode de Dornenburg[50].

Gaz dessous	Concentration de seuil L1 [ppm]
Hydrogène (H ₂)	100
Méthane (CH ₄)	120
Carbone monoxyde (CO)	350
Acétylène (C ₂ H ₂)	50
Ethylène (C ₂ H ₂)	50
Ethane (C ₂ H ₆)	65

Tableau (III.5) : Méthode de Dornenburg pour le diagnostic de défauts [50].

Identification de défaut	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
Décomposition thermique	> 1	< 0.75	< 0.3	> 0.4
Décharges partielles	< 0.1	Non significatif	< 0.3	> 0.4
Arc électrique	> 0,1 et <1	> 0.75	> 0.3	< 0.4

III.10. Comparaison des méthodes de diagnostic

Le tableau III.6 présente une comparaison des diagnostics entre les différentes méthodes d'analyse de gaz dissous. La méthode du triangle de Duval est parmi les plus fiables avec un taux de diagnostic corrects le plus élevé.

Tableau (III.6) : Comparaison des méthodes

	%Diagnostics corrects	%Diagnostics non résolus	% Diagnostics erronés
Méthode de gaz clé	42	0	58
IEEE Rogers	62	33	5
Doernenburg	71	26	3
IEC Duval Triangle	96	0	4

III.11. Conclusion

En conclusion, l'analyse des gaz dissous dans l'huile isolant est une méthode précieuse pour le diagnostic des transformateurs de puissance. Elle permet de détecter et d'identifier les défauts et les anomalies internes du transformateur. Cette technique de diagnostic non destructif permet d'anticiper les pannes potentielles et d'évaluer la performance du transformateur, ce qui aide à planifier la maintenance préventive et à éviter les interruptions coûteuses de l'alimentation électrique.



Conclusion générale

Dans ce travail, on a examiné en détail l'utilisation de l'analyse des gaz dissous (DGA) comme méthode de surveillance des transformateurs de puissance. Nous avons exploré les principes fondamentaux du DGA, les gaz les plus couramment analysés et les méthodes d'interprétation des résultats. De plus, nous avons présenté une vue d'ensemble complète des transformateurs de puissance, y compris leur construction, leur fonctionnement et les différents types de systèmes d'isolation utilisés.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile des transformateurs permet de détecter les signes précurseurs de défauts et de défaillances, offrant ainsi la possibilité d'évaluer l'état de santé des transformateurs, d'anticiper les problèmes potentiels et de prendre des mesures correctives avant que des pannes majeures ne surviennent. Cette approche contribue à améliorer la fiabilité, la disponibilité et la durabilité des transformateurs de puissance dans les réseaux électriques.

La surveillance régulière des concentrations et des types de gaz dissous permet aux ingénieurs de suivre l'évolution de l'état de santé des transformateurs, de diagnostiquer les problèmes émergents et de mettre en œuvre des actions préventives appropriées. En adoptant une approche proactive de la surveillance et de la maintenance préventive, il est possible de réduire les coûts liés aux pannes de transformateurs et aux interruptions de courant prolongées.

Dans un contexte où l'industrie de l'énergie continue d'évoluer, il est essentiel de développer des techniques de surveillance avancées pour garantir la fiabilité des transformateurs de puissance. Les domaines de recherche futurs pourraient se concentrer sur les avancées technologiques dans le domaine de l'analyse des gaz dissous, telles que l'intégration de l'intelligence artificielle et de l'apprentissage automatique pour l'interprétation des résultats, ainsi que sur l'incorporation de nouveaux paramètres de surveillance pour une évaluation plus complète de la santé des transformateurs.

En conclusion, dans ce mémoire a essayé de contribuer à approfondir notre compréhension de l'utilisation du diagnostic des gaz dissous dans la surveillance des transformateurs de puissance.



Références

- [1] : JEAN Sanchez « *Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance* ». Université de Grenoble, 2011.
- [2] : [CEI 60076-1 :2011, transformateur de puissance-Partie1 : Généralités].
- [3] :Shutterstock. (2021). Transformateur haute tension. [Numéro de l'image : 1099623926].
Récupérée de :<https://www.shutterstock.com/fr/image-photo/high-voltage-transformer-1099623926>
- [4] : DJEMAOUNI, Abderafik, ALIUOA, Adem, «*Etude et analyse du procédé de la maintenance du transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel.*»Thèse de doctorat, Université de Jijel, 2020.
- [5] : site web :https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance
- [6] :B. BAYALA, « *machines électrique* », édition revue, 2010.
- [7] : Les infrastructures réseau d'électricités, creos-Luxembourg (site web) :
https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-of-an-electric-power-system_fig1_327066017
- [8] : site web :<https://www.sonepar.fr/catalog/fr-fr/products/00001097147#>
- [9] : HOUASSINE, Hamza. « *Identification des paramètres des enroulements du transformateur en vue de son diagnostic.*», Master en électrotechnique, université Dr.YahiaFares de Médéa, 2016.
- [10]: 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.
- [11] : Mr. Abdelkebir Amir et Mr. Saadi Nassim« *Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous* », Master en Génie Electrique, universitéBoumerdes, 2017.
- [12] :site web :<https://www.shutterstock.com/search/three-phase-electrical-device>

- [13] : Site web :https://fr.wikipedia.org/wiki/Travers%C3%A9e_isol%C3%A9e
- [14]:Power Transformer Bushings,site web :<https://d10.beauty/power-transformer-bushings>
- [15] : SANCHEZ, Jean. «*Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance*», Thèse de doctorat, Grenoble, 2011.
- [16] : Ben aicha Halima, « *Analyse des stratégies de maintenance des systèmes de production industrielle* », Doctorat En sciences, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohammed Boudiaf, 2015.
- [17] : Mr. REKIK Badri, «*Etude et modélisation des transformateurs de puissances*», Département Electrotechnique, diplôme de magister, UniversitéBadjiMokhtar _Annaba, 2008.
- [18] :site web :<https://www.tsv-transfo.com/wp-content/uploads/2019/09/Newsletter-2.pdf>
- [19] : Document sur la surveillance des équipements électrique transformateurs par l'analyse D'huile isolante» , Service de diagnostic machine, Centrale d'électrique Terga SKT.
- [20] : Samuel Eke, « *Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants* », thèse de doctorat de l'université de Lyon, 2018.
- [21]: FOFANA, Issouf, BORSI, Hossein,«*Fundamental investigations on some transformer liquids under various outdoor conditions.*»,IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. 2001, 8(6): pp. 1040-1047
- [22]: ADEKUNLE, Andrew Adewunmi, OPARANTI, Samson Okikiola,et FOFANA, Issouf. «*Performance Assessment of Cellulose Paper Impregnated in Nanofluid for Power Transformer Insulation Application.* », A Review. Energies, 2023, vol. 16, no 4, p. 2002.
- [23] : VERGNE,«*Jacques. Étude du vieillissement physico-chimique du complexe papier-huile dans les transformateurs électriques.*», Thèse INPT, 1992.
- [24]:«*Influence of humidity and temperature on dielectric strength of insulating materials used in electric machines*» par M. Darveniza et al. publiédans IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation enjuin 2006.

- [25]: Christophe Perrier, « *étude des huiles et des mélanges a base d'huile minérale pour transformateurs de puissance recherche d'un mélange optimal* », l'école doctorale électronique, de Lyon, soutenue le 12 avril 2005.
- [26] : CEI 60296, « *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareils de connexion* », Novembre 2003
- [27] : Norme CEI 60422 ; « *Lignes directives de la maintenance et de la surveillance des huiles minérales isolantes en service dans les matériels électriques* », Octobre 2005.
- [28]: « *Review of Research Progress on the Electrical Properties and Modification of Mineral Insulating Oils Used in Power Transformers* » by Xiaobo Wang, Chao Tang, Bo Huang, JianHao and George Chen Published: 26 February 2018.
- [29] : S. E. Chitour: « *Raffinage du pétrole* », Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, OPU 1983.
- [30]: M. Eklund, « *Mineral Insulating Oils; Functional Requirements, Specifications and Production.* », Electrical Insulation, 2006. Conférence Record of the 2006 IEEE International Symposium on, pp. 68- 72 (2006).
- [31] : S. Abdi, « *Influence de vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur* », Thèse de Doctorat d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Février 2012.
- [32] : Norme CEI 61099, « *Spécifications pour esters organiques de synthèse neufs à usage électrique* », Mai 1992.
- [33] : Norme CEI 61203, « *Esters organiques de synthèse à usage électrique - Guide de maintenance des ester pour transformateurs dans les matériels* », Décembre 1992.
- [34] : N. Berger, « *Liquides isolants en électrotechnique - Caractéristiques des produits* », *Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique*, D2471, Novembre 2002.
- [35]: Thermo Fisher Scientific: <https://tinyurl.com/ybwexewy>.

- [36] : Norme ISO 3016, « *Produits pétroliers - Détermination du Point d'écoulement* », Août 1994.
- [37] : Norme ISO 2719; « *Détermination du point d'éclair - Méthode Pensky-Martens en vase clos* », Novembre 2002.
- [38]: B. P. P. Wiklund, «*Properties of Mineral Insulating Oils in Service CIGRE*», Issue 1, pp. 65-73, 2010.
- [39]: Vimal Angela Thiviyanathan, Pin Jern Ker, Yang Sing Leong, Fairuz Abdullah, Aiman Ismail, Md. Zaini Jamaludin, «*Power transformer insulation system*», A review on the reactions, fault detection, challenges And future prospects , 21 janvier 2022.
- [40] : Boudraa, «*Analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les technique d'intelligence artificielle*», Mémoire de Magister en Electrotechnique, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, 2005.
- [41] : Norme CEI 60567-3, «*matérielle diélectrique immerges- échantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous –lignes électriques* », 2005.
- [42]: Platts, D., Hanson, O., "Where Does the Air Go?" TechConNorthAmerica, 2016.
- [43] : Norme internationale CEI 60567, « *Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices* »
- [44] : B. Fallou, R. Fournié & Co, «*Analyse des gaz dissous dans l'huile en tant que moyen de surveillance des transformateurs et de détection des défauts naissants*», CIGRE 1970, Vol.1, Gr 12-02.
- [45]: S. Caixin, «*The principle Of transformer chromatograph detecting on-line and the analysis of output wave*», 9th ISH, Graz, Austria, pp: 1008.1-1008.4, Aug. 28 - Sept. I, 1995.
- [46]: «Document sur la surveillance des équipements électrique transformateurs par l'analyse D'huile isolante», Service de diagnostic machine, Centrale d'électrique Terga SKT.
- [47] : BAKIR, Naim. «*Analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile de transformateurs* », Thèse de doctorat 2017.

[48] :Mr.Abdelkebir Amir et Mr. Saadi Nassim « *Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous* », Master en Génie Electrique, universitéBoumerdes, 2017.

[49]: IEEE Std C57.104-1991- revision of IEEE C57.104-1978, «*Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer*».

[50] : KERROUCHE, Abdellah. «*Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance à partir de l'analyse des gaz dissous* », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique,2019.