

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



L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie
Mémoire de Fin d'Étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electrique

Thème

Etude et maintenance de transformateur de puissance pour un poste de distribution

Présenté par :

- Bouamra khalifa
- Lakehal abbas
- Lassoued aissa

Encadré par :

☯ Dr. GUIA Talal

Devant le jury composé de :

Dr. OUSSAMA Mammri
Dr. KHECHEKHOUCHE Ali
Dr. GUIA Talal

Président
Examineur
Encadreur

Soutenu en 2020

Dédicaces

Notre dédions ce travail

A nos très chères mères, qui
représentons pour nous l'exemple du
sacrifice du dévouement, et de
l'honnêteté.

A nos pères, symbole de patience et du
courage.

A toute la Familles

A Tous notre Amies, chez lesquels j'ai
trouvé réconfortet soutien dans les
moments les plus pénibles

Remerciement

Nous adressons en premier lieu notre reconnaissance à notre "**DIEU**" tout puissant, de nous avoir permis d'arriver là, car sans lui rien n'est possible.

Nous tenons tout d'abord à remercier Mr **Dr. GUIA Talal** notre encadreur de mémoire, pour son encadrement, son suivi et ses conseils lors de la réalisation de notre mémoire.

Nous tenons ensuite à remercier tous nos professeurs et enseignants de département de technologie qui ont contribué à notre formation.

Nous souhaitons aussi remercier les membres du jury pour leur précieux temps accordé à l'étude de notre mémoire.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Remerciement

Nous adressons en premier lieu notre reconnaissance à notre "**DIEU**" tout puissant, de nous avoir permis d'arriver là, car sans lui rien n'est possible.

Nous tenons tout d'abord à remercier Mr **Dr. GUIA Talal** notre encadreur de mémoire, pour son encadrement, son suivi et ses conseils lors de la réalisation de notre mémoire.

Nous tenons ensuite à remercier tous nos professeurs et enseignants de département de technologie qui ont contribué à notre formation.

Nous souhaitons aussi remercier les membres du jury pour leur précieux temps accordé à l'étude de notre mémoire.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Résumé

Dans notre travail, nous allons étudier les différents types des transformateurs de puissance et ces caractéristiques techniques. Pour cela on a planifié nôtres travail sur la maintenance des transformateurs de puissances et le test d'isolement des bobines coté primaire et secondaire ; le contrôle de fonctionnement des protections de transformateur (thermostat ; relais buchholz etc.) ainsi que le test d'échangeur de prise et le contrôle de la rigidité d'huile isolante minérale et le prélèvement d'un échantillon d'huile du transformateur pour des analyses physico-chimiques.

Nous avons étudié aussi l'influence de la température sur la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation, la résistivité, la permittivité et la teneur en eau dans trois huiles de différents niveaux de dégradation.

Mots clés : huile minérale, relais buchholz, tension de claquage, la rigidité, permittivité, viscosité

ABSTRACT

In our work we will study the different types of power transformers and these technical characteristics. For this we have planned our work on the maintenance of power transformers and the insulation test of the coils on the primary and secondary side; the operation control of transformer protections (thermostat; buchholz relay etc.) as well as the tap exchanger test and the control of the rigidity of mineral insulating oil and the taking of an oil sample from the transformer for physico-chemical analyzes.

We also investigated the influence of temperature on dielectric strength, dissipation factor, resistivity, permittivity and water content in three oils of different degradation levels.

المخلص

في هذا العرض التقديمي سوف ندرس الأنواع المختلفة من محولات الطاقة وهذه الخصائص التقنية لذلك قمنا بتخطيط عملنا على صيانة محولات الطاقة واختبار العزل للملفات المحول على الجانبين الأولي والثانوي و صيانة ومراقبة أجهزة الحماية في من زيت المحولات للتحليلات الفيزيائية والكيميائية.

دراسة نهائية لتأثير درجة الحرارة على قوة العزل الكهربائي ، عامل التبديد ، المقاومة ، السماحية ومحتوى الماء في ثلاثة زيوت بمستويات تحليل مختلفة.

الكلمات المفتاحية: الزيوت المعدنية ، تتابع بوخولز ، جهد الانهيار ، الصلابة ، السماحية ، اللزوجة

Liste des Figures

Chapitre I :

Figure (I.1) Transformateur monophasé	3
Figure (I.2) Transformateur triphasé	3
Figure (I.3) Symbole de transformateur de puissance.....	3
Figure (I.4) le Transformateur monophasé	5
Figure (I.5) Schéma électrique monophasé	5
Figure (I.6) le Transformateur triphasé.....	6
Figure(I.7) Couplage étoile	7
Figure(I.8) Couplage triangle	7
Figure (I.9) Couplage zig-zag	8
Figure (I.10) Indice horaire.....	8
Figure (I.11) groupes d'indices horaires.....	9
Figure (I.12) marche en parallèle des transformateurs.....	12
Figure (I.13) tension entre phases.....	13
Figure (I.14) tension entre phases en zig-zag	14
Figure (I.15) Bilan de puissance.....	14
Figure (I.16) Allure de rendement.....	15
Figure (I.17) Transformateur à Cuve à Radiateur.....	16
Figure (I.18) circuit magnétique.....	17
Figure (I.19) Circuit magnétique disposition colonne et cuirassée	18
Figure (I.20) types dispositions des enroulements.....	19

Figure (I.21) La cuve d'un transformateur de puissance	21
Figure (I.22) Traversé porcelaine.....	22
Figure (I.23) Traverse condensateur	22
Figure (I.24) Changeur	22
Figure (I.25) Le transformateur type immergés.....	23
Figure (I.26) Le transformateur type	24
Figure (I.27) Protection enamont.....	28
Figure (I.28) Relais de Buchholz	22

Chapitre II :

Figure (II.1) Opérations et cycle de maintenance du transformateur.....	32
Figure (II.2) Entretien des fuites d'huile du transformateur	34
Figure (II.3) Vérification du niveau et de l'étanchéité d'huile sur les traversées.....	35
Figure (II.4) Parafoudre.....	35
Figure (II.5) le niveau d'humidité du fluide diélectrique dans le réservoir.....	36
Figure (II.6) manœuvre du commutateur hors tension sur toutes ses positions.....	37
Figure (II.7) contrôle et serrage des câbles puissance.....	37
Figure (II.8) Entretien des fissures de relais.....	38
Figure (II.9) Schéma de capacité d'isolement d'un transformateur à Enroulements.....	43
Figure (II.10). Appareil de mesure de $\tan \delta$, ϵ_r et ρ	44
Figure (II.11) Mesure de résistance d'isolement d'un transformateur puissance Dépassent les valeur.....	44
Figure (II.12) Appareil de mesure la densité d'huile.....	46
Figure (II.13) coulométrie de mesure de la teneur en eau.....	46
Figure (II.14) Appareil de mesure de la tension de claquage.....	47
Figure (II.15) Appareil de mesure viscositémètre d'huile.....	48
Figure (II.16) Appareil de mesure la point de claire d'huile.....	48

Figure (II.17) Processus de décision lorsque les paramètres les tests d'huile	49
--	----

Chapitre III :

Figure (III.1.) Préparations des différents types et échantillons d'huile minérale.....	50
--	----

Figure (III.2.) Tension de claquage U_c en fonction de la température T pour les trois huiles.....	53
--	----

Figure (III.3.) Teneur en eau W_c en fonction de la température T pour les trois huiles.....	54
---	----

Figure (III.4.) Permittivité en fonction de la température T pour les trois huiles.....	55
---	----

Figure (III.5.) Facteur de dissipation $\tan \delta$ en fonction de la température T pour les trois huiles.....	56
---	----

Figure (III.6.) Résistivité moyenne en fonction de la température T pour les trois huiles.....	57
---	----

Liste des tableaux

Tableau (I.1) Essais à vide.....	10
Tableau (I.2) Essais en court-circuit.....	11
Tableau (I.3) rapport de la transformation.....	14
Tableau(1.4) Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés.....	27
Tableau(II.1) Actions de maintenance sur les composantes externes d' un transformateur et leur périodicité.....	39
Tableau (III.1.) Propriétés physico-chimiques d'huile minérale borak2.....	51
Tableau (III.2.) Propriétés physico-chimiques des trois huiles	52
Tableau (III.3.) Les gaz dissous en fonction de la date de traitement.....	58

Abréviations & Symboles

I: Intensité électrique
 m: Masse
 V: Volume
 l: Longueur
 t: Temps
 V: Tension électrique
 P: Puissance
 HT: Haute tension
 BT: Bas tension
 ϕ : Flux magnétique
 N1: Nombre des spers primaire
 I1: Courant primaire
 U1: Tension primaire
 N2: Nombre des spers secondaire
 I2: Courant secondaire
 U2: Tension secondaire
 m: Rapport de transformation
 CEGB: Central Electricity Generating Board
 OH: Surchauffement
 NI: Non identifié
 Cos (ϕ): Facteur de puissance
 Xeq: Réactance équivalente
 1Rf: Résistance shunt
 1Xm: Réactance shunt
 Zeq: L'impédance équivalente
 EN: Etats Normale
 Req: Résistance équivalente
 Pcc: Puissance en court-circuit
 CEI: Commission Electrotechnique Internationale
 CG: Chromatographie en phase gazeuse
 AGD: Analyse des gaz dissous
 PJ2: Pertes joule au secondaire

P _{fer} :	Pertes ferromagnétique
P ₂ :	Puissance utile
η:	Rendement
T _c :	Transformateur de courant
V _{cc} :	Tension en court-circuit
I _{cc} :	Courant en court-circuit
PJ ₁ :	Pertes joule au primaire
Tan δ:	Facteur de dissipation
S:	Partie réelle de la permittivité (énergie accumulée dans le médium)
s''r:	Partie imaginaire de la permittivité (énergie perdue dans le médium)
0:	Conductivité spécifique
Co:	Fréquence angulaire (2*π*fréquence appliquée)
DP:	Décharge partielles
CM:	Circuit magnétique
BT:	Basse tension
MT:	Moyen tension
HT:	Haut tension
kV:	Kilovolts
ppm:	Parties par millions
g :	Gramme(s)
ASTM:	American Society for Testing and Materials
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRÉ :	Conseil international des grands réseaux électriques
ISO:	Organisation internationale de normalisation
TAN:	Total Acid Number (acidité en français)
UV:	Ultraviolet
VIS:	Visible
ABS:	Absorbance
DPPH:	2,2-dipheny 1-1 -picrylhydrazyl
KOH:	Hydroxyde de potassium
Cr:	Chrome
Nm:	Nanometre
so :	Permittivité du vide (8,854187 x 10 ⁻¹² F x m ⁻¹)
Y:	Couplage étoile

YN: avec point neutre sorti

D: Couplage triangle

Z: Couplage en zigzag

ZN: avec point neutre sorti

Sommaire

Dédicaces

Remerciement

Résumé.....	I
Liste des Figures.....	II
Liste des tableaux.....	V
Abréviations & Symboles.....	VI
Sommaire.....	IX
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

I.1.Introduction.....	3
I.2.Historiqu.....	3
I.3.Définition.....	3
I.4.Le rôle de transformateur	4
I.5.Principe de fonctionnement	5
I.6.Schéma électrique équivalent	5
I.7.Le Transformateur triphasé	6
I.8.Les couplages des trnsformateur thriphasé	6
I.8.1.Couplage étoile	7
I.8.2.Couplage triangle	7
I.8.3.Couplage zig-zag	8
I.9.Indice horaire	8
I.10.Les groupes d'indices horaires	9
I.11.Essais sur les transformateurs	9
I.11.1.Essais à vide	9
I.11.2.Essais en court-circuit	10
I.12.Marche en parallèle de plusieurs transformateurs	11
I.13.Conditions de couplage	12
I.14.Rapport de transformation.....	12
I.15.Rendement du transformateur	14
I.16.Le transformateur de puissance	16
I.17.Constitution générale d'un transformateur	16
I.18.Partie active	17
I.18.1.Circuit magnétique	17
I.18.1.1.Type cuirassé	17

I.18.1.2.Type à colonnes	18
I.18.2.Circuit électrique	18
I.18.2.1.Bobinage concentrique simple	19
I.18.2.2.Bobinage concentrique double	19
I.18.2.3.Bobinage à galette	19
I.18.3.Isolation.....	19
I.18.3.1.Isolation cellulosique.....	20
I.18.3.2.Isolation liquide	20
I.18.4.La cuve	20
I.18.5. Traversées	21
I.18.6.Changeur de prise	22
I.19.Types des transformateurs de puissances.....	23
I.19.1.Les transformateurs à diélectrique liquide	23
I.19.2.Les transformateurs secs	23
I.20.Classification des transformateurs de puissance.....	24
I.21.Refroidissement	25
I.22.Statistiques sur les causes de défaillances	26
I.22.1.Causes internes.....	26
I.22.2.Causes externes.....	26
I.23.Les différents types de défauts	27
I.24.Les Protections du transformateur.....	28
I.25. Conclusion.....	29

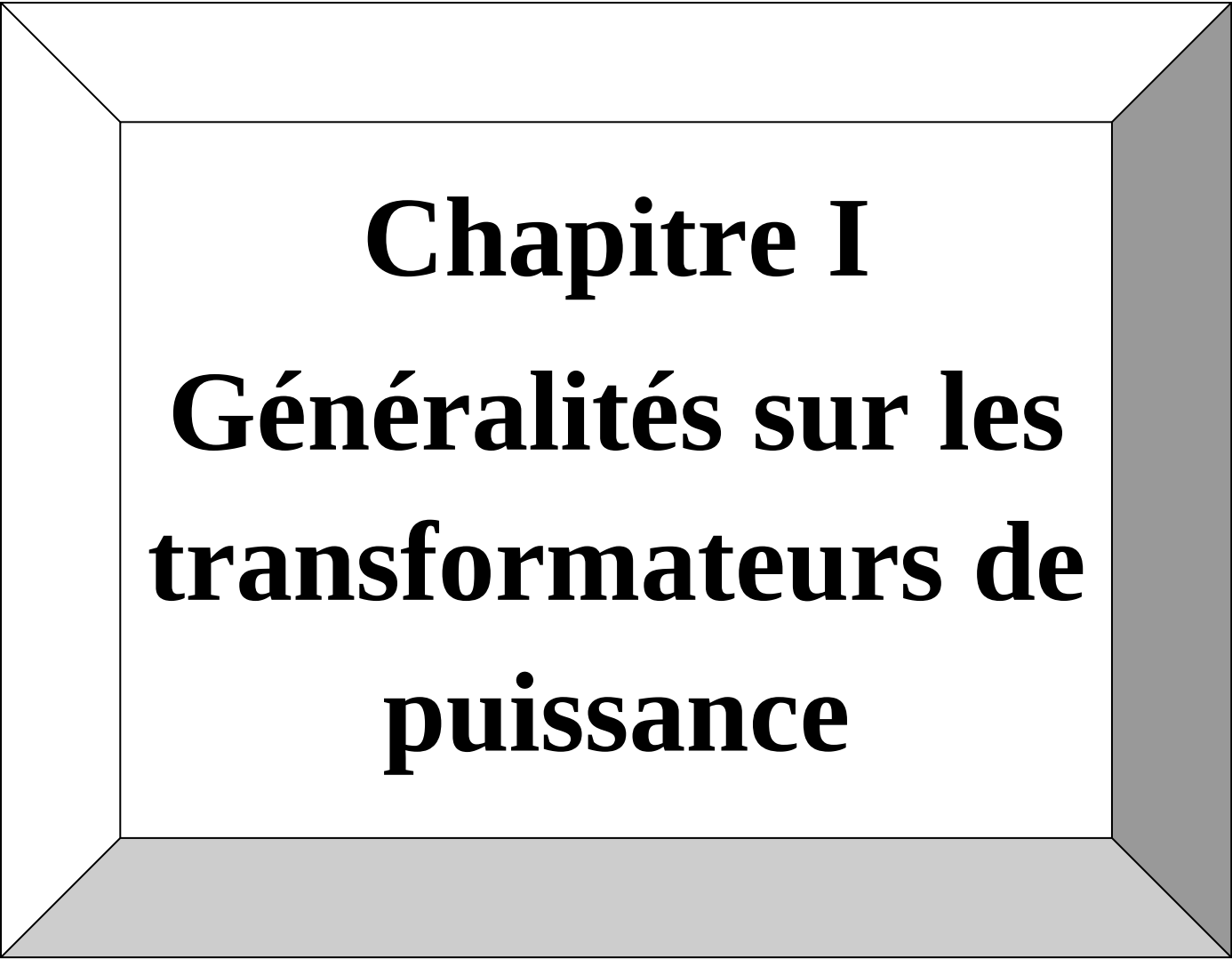
Chapitre II : Maintenance des transformateurs de puissance

II.1 Introduction.....	30
II.2 Politique de maintenance.....	30
II.2.1 Principales opérations de maintenance corrective	30
II.2.2 Principales opérations de maintenance préventive	31
II.3 Stratégies de maintenance des transformateurs	31
II.4 Recommandations de maintenance sur transformateurs de puissance.....	33
II.4.1 Visites d'inspection mensuelle.....	33
II.4.2 Visites d'inspection annuelle.....	33
II.5 Maintenance des accessoires.....	34
II.6 Appareillage de surveillance et de protection.....	38
II.6.1 Relais buchholz.....	38
II.6.2 Soupape de sécurité.....	39

II.6.3 Dispositif de protection multifonctions.....	39
II.7. Techniques de maintenance du transformateur de puissance.....	40
II.7.1 Mesure électrique.....	41
II.7.1.1 Mesure de rapport de transformation.....	41
II.7.1.2 Mesure de courant à vide).....	41
II.7.1.3 Mesure de la résistance d'enroulement.....	42
II.4.1.4 Mesure de la réactance de fuite.....	42
II.7.1.5 Analyse de la réponse en fréquence.....	42
II.7.2 Mesure diélectriques.....	42
II.7.2.1 Mesure facteur de dissipation et la capacité.....	42
II.7.2.1.1 Mesure de la capacité des enroulements et des bornes.....	43
II.7.2.1.2 Facteur de dissipation.....	43
II.7.2.1.3 Mesure de résistance d'isolement en courant continu.....	44
II.7.2.1.3.1 Principe de mesure.....	44
II.7.3 Mesure de la tension de rétablissement.....	45
II.7.4 Analyse d'huile.....	45
II.7.4.1 Les analyses physico-chimiques.....	45
II.8 Conclusion.....	49

Chapitre III : Influence de la température et des décharges électriques sur l'huile minérale

III.1. Introduction.....	50
III.2. Préparation de l'échantillon.....	50
III.3. Caractéristiques BORAK 22 : (huile minérale disponible).....	51
III.4. Etude de la Température et des Décharges.....	51
III.4.1. Tension de claquage ou/et rigidité.....	52
III.4.2. Teneur en eau en fonction de la température.....	54
III.4.3. Permittivité relative ϵ_r en fonction de la température.....	54
III.4.4. Facteur de dissipation ($\tan \delta$) en fonction de la température.....	55
III.4.5. Résistivité ρ en fonction de la température.....	56
III.4. 6.Rapport des gaz dissous de l'huile C'.....	58
III.5. Avantages et Inconvénients des huiles minérales isolantes.....	59
III.5. 1.Avantage et utilité des huiles minérales isolantes.....	59
III.5.2. Inconvénients de l'utilisation et causes du vieillissement.....	59
III.6. Conclusion.....	61
Conclusion générale.....	62
Références bibliographiques	64



Chapitre I

Généralités sur les transformateurs de puissance

I.1.Introduction :

Ce premier chapitre introduit tout d'abord le contexte dans lequel s'inscrivent les transformateurs de puissance. Puis les études principe de fonctionnement des différents types des transformateurs et leurs caractéristiques, (type de couplage, mise en parallèle des transformateurs et type de refroidissement...).

I.2.Historique :

En 1820, Hans Christian Oersted, physicien danois a découvert qu'un conducteur véhiculant un courant génère un champ magnétique. Quelques années plus tard, en 1830, Josef Henry donne corps aux notions d'induction et de self-induction. En 1831 l'anglais

Michael Faraday a une série d'expériences avec un appareil constitué d'un anneau de fer et d'enroulements de fil cuivre isolé.

En 1832 Lucien Gaulard (1850-1880), jeune électricien français, chimiste de formation, présente à la société Française des Électriciens un « générateur secondaire », dénommé depuis Transformateur [11].

I.3.Définition :

Le transformateur est une machine électrique statique destinée à transformer une tension (courant) alternative en une autre tension (courant) alternative de même fréquence, et d'amplitudes généralement différentes afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation[3] Comme on peut l'appeler convertisseur statique à induction qui comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de courant, fréquence, nombre de phases) de l'énergie électrique à courant alternatif



Figure (I.1) Transformateur monophasé. **Figure (I.2)** Transformateur triphasé.

➤ **Symbole de transformateur**

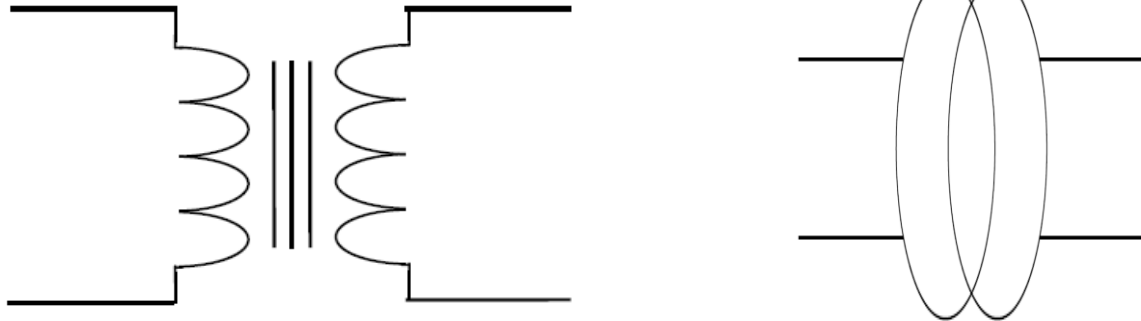


Figure (I.3) Symbole de transformateur de puissance[3]

I.4. Le rôle de transformateur : [13]

Le rôle du transformateur est d'adapter le niveau de tension aux nœuds de connexion. Il adapte aussi les indices horaires

Un autre rôle important des transformateurs insérés dans les réseaux d'énergie est leur contribution au réglage du niveau de tension en fonction des conditions de charge du réseau. Ceci est réalisé par modification de leur rapport de transformation au moyen de changeurs de prises.

I.5.Principe de fonctionnement

Un transformateur est constitué de deux enroulements ou plus couplé sur un noyau d'un circuit magnétique, composé de tôles empilées les unes sur les autres comme à la figure1. Sur une colonne de ce circuit magnétique est placé un enroulement réalisé par des spires de fils conducteur. Ce bobinage est appelé enroulement primaire du transformateur. Un second enroulement est bobiné sur le circuit magnétique, il est appelé enroulement secondaire du transformateur.

Lorsqu'on applique une tension alternative à la source, ceci crée un flux alternatif dans le noyau magnétique. Selon la loi de Faraday, ce flux crée des forces électromotrices dans les bobines. La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de tours dans la bobine et au taux de variation du flux. Selon le rapport du nombre de tours entre le primaire et le secondaire, le secondaire alimente la charge avec une tension différente de celle de la source [4].

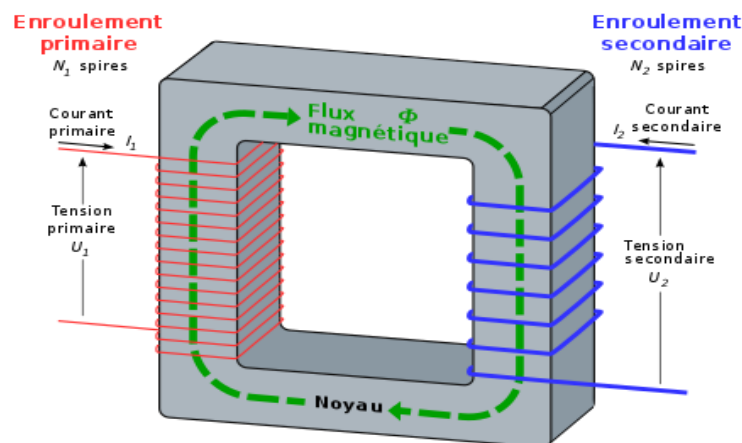


Figure (I.4)le Transformateur monophasé

I.6.Schéma électrique équivalent : [6]

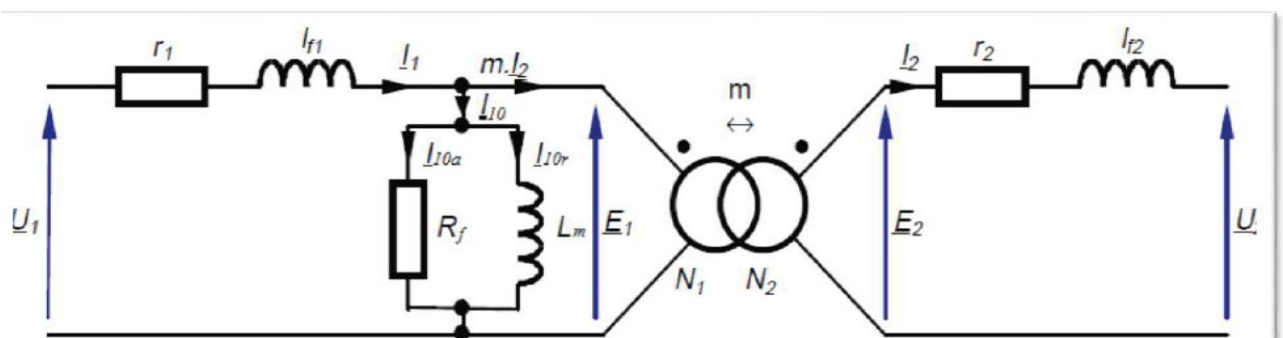


Figure (I.5) Schéma électrique monophasé.

I.7. Le Transformateur triphasé :

En triphasé le circuit magnétique comporte généralement 3 colonnes. Sur chaque colonne, un enroulement primaire est imbriqué avec un enroulement secondaire. Les trois enroulements secondaires sont reliés ensemble par des barres de Couplages. On fait de même pour les enroulements primaires

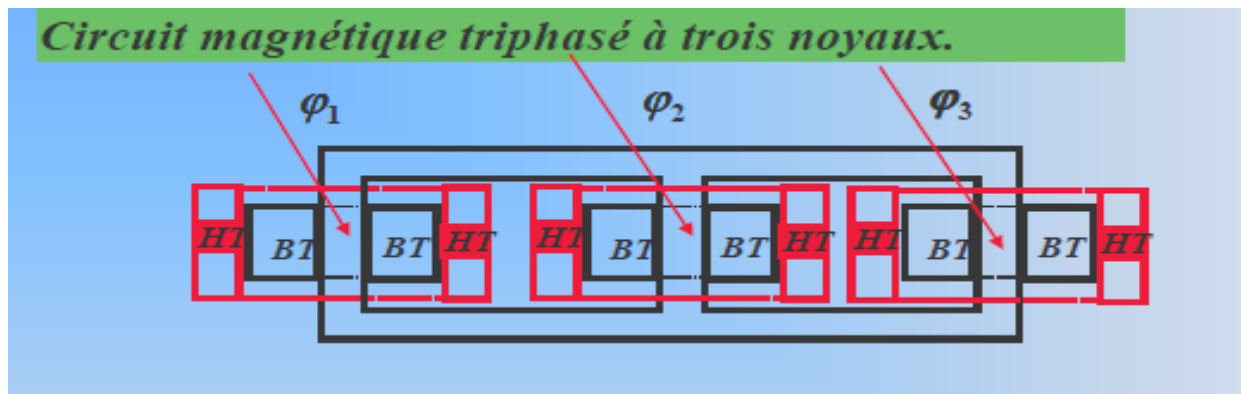


Figure (I.6) le Transformateur triphasé

On utilise souvent des circuits magnétiques à 3 noyaux, même si les tensions appliquées ne forment pas un système triphasé équilibré, on a obligatoirement :

$$\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 = 0$$

On dit qu'il s'agit d'un transformateur à flux forcés.

I.8. Les couplages des transformateurs triphasés :

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres. Il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un système triphasé. La façon dont ces phases sont reliées entre elles s'appelle le couplage.

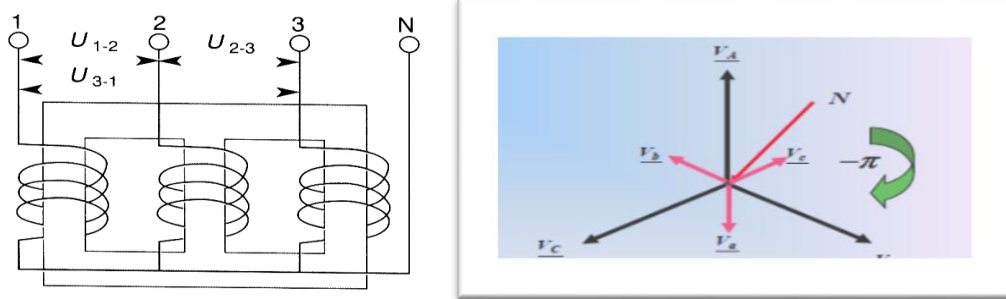
Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires de la phase A.

L'ensemble des couplages usuels sont présentés de la norme (IEC 60076-1, 2000). Les symboles des couplages usuels sont :

- Couplage étoile : Y, avec point neutre sorti (YN), ou inaccessible en service (Y).
- Couplage triangle : D
- Couplage en zigzag : Z, avec point neutre sorti (ZN), ou non (Z)

I.8.1. Couplage étoile : [13]

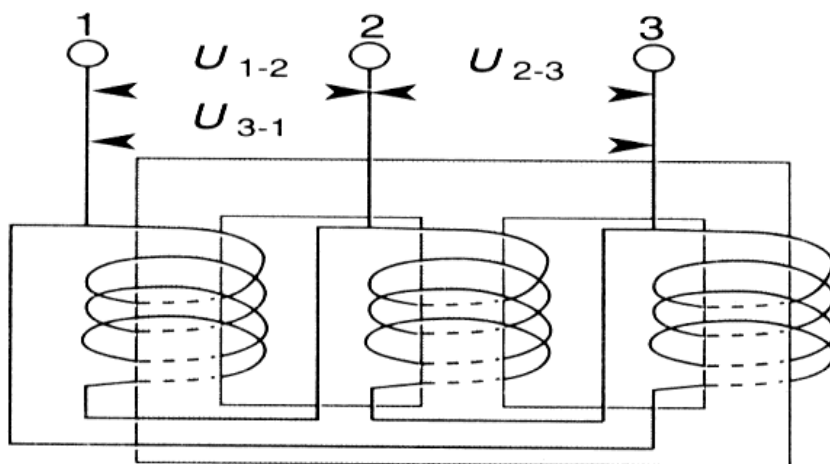
Il permet la sortie du point neutre, très utile en BT. Deux tensions sont disponibles : tension simple et tension composée.



Figure(I.7) Couplage étoile

I.8.2. Couplage triangle : [13]

Il nécessite plus de spires par colonne que l'enroulement étoile, il n'y a pas de neutre possible



Figure(I.8) Couplage triangle

I.8.3. Couplage zig-zag : [13]

Chaque enroulement comprend deux demi bobines placées sur des noyaux différents ; les sorties de la deuxième demi bobine sont inversées.

Les f.é.m. de chaque demi-bobine sont déphasées de 120° . Avec le couplage zigzag, on obtient une meilleure répartition des tensions en cas de réseau BT déséquilibré.

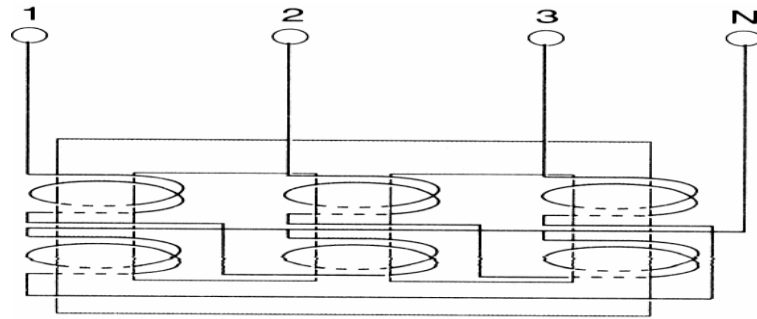


Figure (I.9) Couplage zig-zag

I.9. Indice horaire : [22]

Le nombre (de 0 à 11) est appelé nombre horaire. Il caractérise le déphasage relatif entre les tensions de ligne primaire et secondaire (à vide). Cet angle correspond pour 360, aux 12 heures du cadran d'une horloge repérées de 0 à 11, chaque angle horaire étant un multiple de 30.

Si l'on appelle, U_{1L1} ; U_{1L2} ; U_{1L3} ; les bornes des phases primaires et U_{2L1} ; U_{2L2} ; U_{2L3} ; celles des secondaires, les tensions de lignes sont :

Au primaire : U_{1L1} ; U_{1L2} ; U_{1L3} ;

Au secondaire : U_{2L1} ; U_{2L2} ; U_{2L3} ;

Le nombre horaire est indiqué par « l'heure » de la borne U_{2L2} lorsque U_{1L2} est placée sur 0.

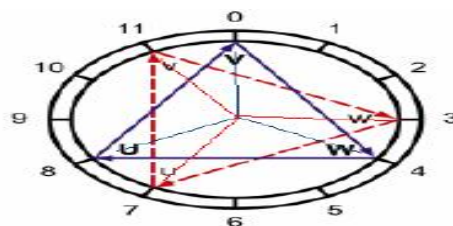


Figure (I.10) Indice horaire

I.10. Les groupes d'indices horaires : [12]

Suivant leur déplacement angulaire, on peut classer les transformateurs triphasés en 4 groupes:

Groupe1 : de déplacement angulaire nul : $\alpha = 0$ (à $2\pi/3$ près), indice horaire: 0

Groupe2 : de déplacement angulaire 180° (ou 60°), indice horaire: 6 (ou 2, ou 10)

Groupe3 : de déplacement angulaire $+30^\circ$, indice horaire: 1 (ou 5)

Groupe4 : de déplacement angulaire -30° (ou $+330^\circ$), indice horaire: 11 (ou 7)

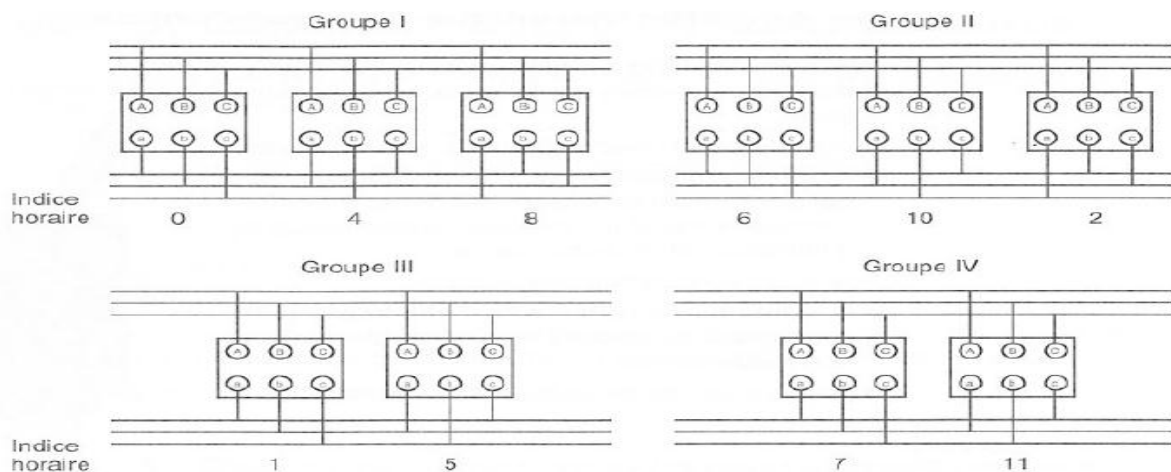


Figure (I.11) groupes d'indices horaires

I.11. Essais sur les transformateurs :

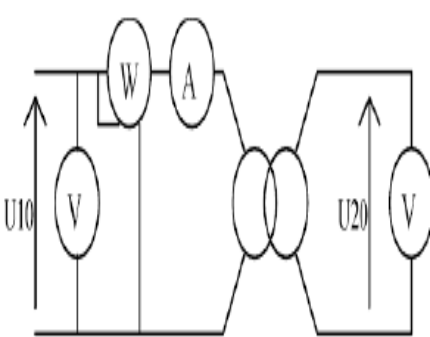
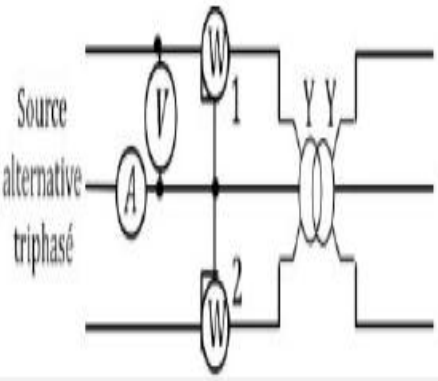
A partir de ces essais on peut déterminer les paramètres du circuit équivalent des transformateurs représentés dans la figure (I.5). Il s'agit des essais suivants [11].

I.11.1. Essais à vide :

L'essai à vide consiste à appliquer la tension nominale en gardant le secondaire à vide. La mesure du courant, de la puissance et de la tension permet la détermination des paramètres et pertes fer ($I_2=0$).

Le montage de mesure utilisé sont résumés dans le tableau (I.1).

Tableau (I.1) Essais à vide.

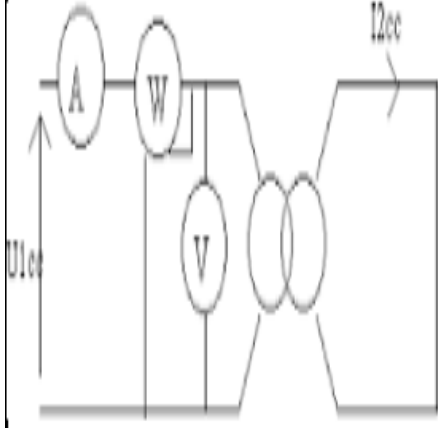
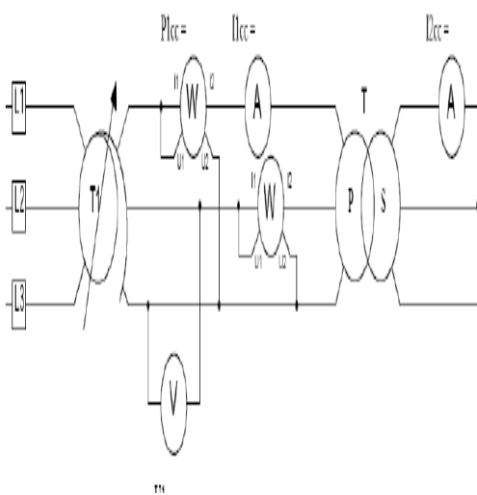
	Cas monophasé	Cas triphasé
Circuit de teste		
Facteur de puissance	$\cos \varphi = \frac{P_0}{V_0 I_0}$	$\cos \varphi = \frac{P_0}{\sqrt{3} V_0 I_0}$
Résistance shunt	$\frac{1}{R_f} = \frac{I_0}{V_0} \cos \varphi$	$\frac{1}{R_f} = \frac{I_{0ph}}{V_{0ph}} \cos \varphi$
Réactance shunt	$\frac{1}{X_m} = \frac{I_0}{V_0} \sin \varphi$	$\frac{1}{X_m} = \frac{I_{0ph}}{V_{0ph}} \sin \varphi$

I.11.2. Essais en court-circuit :

L'essai en court-circuit permet la détermination des paramètres et pertes joule, consiste à appliquer la tension réduite (valeur minimale) au primaire en gardant le secondaire en court-circuit. Puis on augmente la tension primaire jusqu'à ce que le courant secondaire atteigne sa valeur nominale. On mesure le courant et la puissance de court-circuit.

Le montage de mesure utilisé sont résumés dans le tableau (I.2).

Tableau (I.2)Essais en court-circuit

	Cas monophasé	Cas triphasé
Circuit de teste		
Facteur de puissance	$\cos \varphi = \frac{P_{cc}}{V_{cc} I_{cc}}$	$\cos \varphi = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} V_{cc} I_{cc}}$
Résistance shunt	$Z_{eg} = \frac{I_{cc}}{V_{cc}} \cos \varphi$	$Z_{eg} = \frac{I_{ccph}}{V_{cc0ph}} \cos \varphi$ $R_{eg} = \frac{P_{cc}}{3 I_{cc}^2}$
Réactance shunt	$X_{eg} = \frac{I_{cc}}{V_{cc}} \sin \varphi$	$X_{eg} = \sqrt{Z_{eg}^2 - R_{eg}^2}$

I.12. Marche en parallèle de plusieurs transformateurs :

Il est fréquent que l'on ait à faire fonctionner plusieurs transformateurs triphasés en parallèle:

- Soit parce que la consommation d'une installation s'est accrue au cours du temps et qu'il faille augmenter la puissance du transformateur d'alimentation générale ;
- Soit parce que la consommation fluctuant (le long de la journée, de la semaine, de l'année) on veut rester le plus souvent au voisinage du rendement optimum ;

- Soit parce qu'on veut réaliser un réseau « maillé ». On dit de deux transformateurs qu'ils sont en parallèle s'ils ont leurs primaires et leurs secondaires en parallèle.

I.13. Conditions de couplage: [13]

- La puissance totale disponible est la somme des puissances des transformateurs. Si les puissances des transformateurs sont différentes, la puissance du plus gros transformateur ne doit pas dépasser deux fois la puissance du plus petit.
- Les transformateurs sont alimentés par le même réseau.
- Même indice horaire de couplage.
- Même Tensions de court-circuit

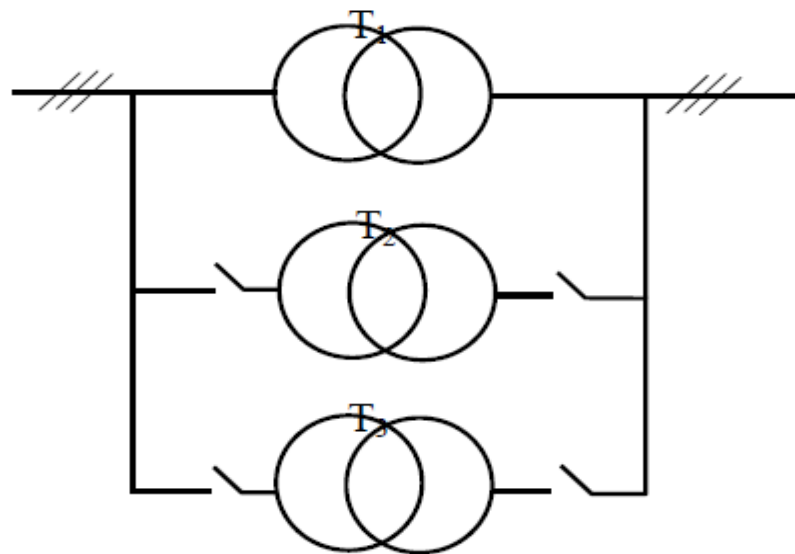


Figure (I.12) marche en parallèle des transformateurs

I.14. Rapport de transformation :

La valeur de la f.é.m. induite E dans l'enroulement secondaire [constitué de N spires, autour d'un circuit magnétique de section S , soumis à un champ magnétique variable B et de fréquence f , est donnée par la formule de Boucherot:

$$E_2 = 4,44 \times B \times S \times N_2 \times f$$

On remarque que la tension secondaire dépend du nombre de spire de l'enroulement secondaire.

Le phénomène étant le même au primaire ($E_1=4,44 \times B \times S \times N_1 \times f$), le rapport entre les tensions primaire et secondaire est donc le même que le rapport du nombre de spires primaire et secondaire[12].

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1}$$

Comme en monophasé, le rapport de transformation est le rapport des tensions à circuit secondaire ouvert.

Il s'obtient lors de l'essai à circuit secondaire ouvert.

$$m = \frac{U_{S0}}{U_{P0}} = \frac{V_{S0}}{V_{P0}} \quad (I_s = 0)$$

La valeur est la même que l'on prenne les deux tensions simples ou les deux tensions composées(mais pas un mélange composée et simple).

Alors qu'en monophasé « m » valait également que le rapport des nombres de spires, en triphasé, il faut également tenir compte du couplage.

La loi de Faraday permet d'établir que le rapport des tensions de deux bobines est bien le rapport des nombres de spires, mais une bobine ne donne pas forcément la tension entre phases.

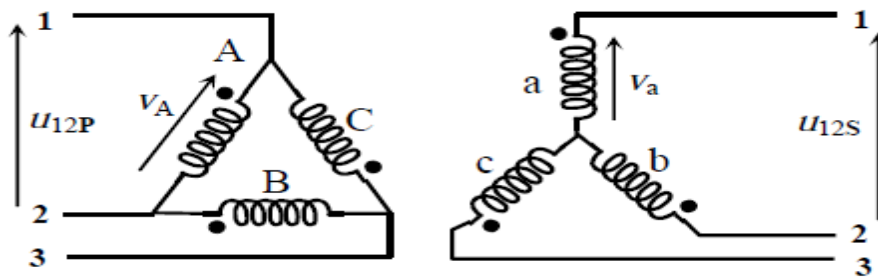


Figure (I.13) tension entre phases

$$\frac{v_a}{V_A} = \frac{n_a}{n_A} \text{ mais } V_A = U_P \text{ et } V_a = V_S = \frac{U_S}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Ce qui donne : } m = \sqrt{3} \frac{n_a}{n_A}$$

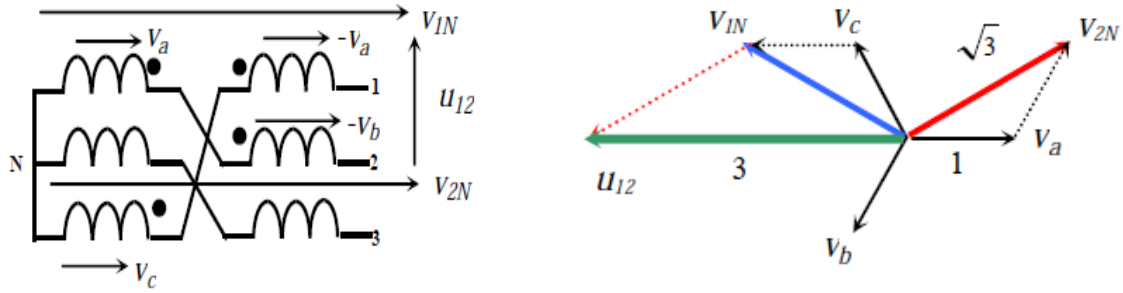


Figure (I.14) tension entre phases en zig-zag

Si n_s et n_p sont les nombres de spires par bobine du primaire et du secondaire (en Zigzag 2 fois n_s par phase) suivant les couplages nous aurons :

Tableau (I.3) rapport de la transformation

Primairessecondaire	Étoile	Triangle
Étoile	$\frac{n_s}{n_p}$	$\sqrt{3} \frac{n_s}{n_p}$
Triangle	$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{n_s}{n_p}$	$\frac{n_s}{n_p}$
Zigzag	$\sqrt{3} \frac{n_s}{n_p}$	$3 \frac{n_s}{n_p}$

I.15. Rendement du transformateur : [22]

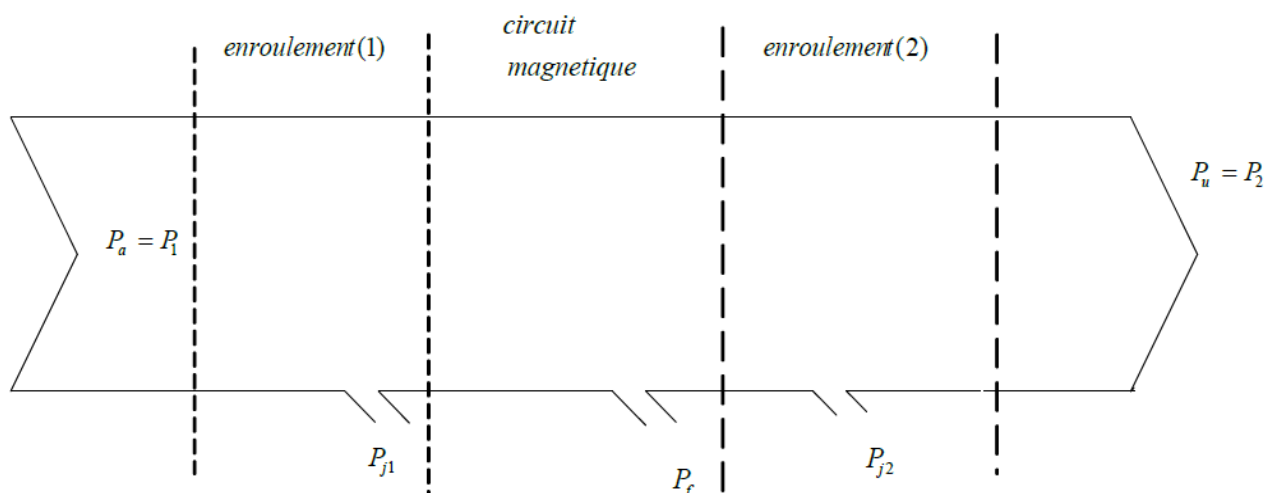


Figure (I.15) Bilan de puissance

- Puissance absorbée : $P_a = P_1 = V_1 I_1 \cos \varphi_1$

$$P_a = P_2 + \sum \text{Pertes}$$

- Puissance utile : $P_u = P_2 = V_2 I_2 \cos \varphi_2$
- Pertes par effet joule totales : $P_j = P_{j1} + P_{j2} = R_s I_2^2$
- Pertes fer : $P_f = P_0 - r_1 I_{10}^2 = P_0$
- Rendement

Le rendement est donné par la relation suivante :

$$\eta_{\%} = \frac{P_u}{P_a} \times 100$$

Il peut être déterminé pratiquement à l'aide des deux wattmètres pour les faibles puissances, cependant, pour les grandes puissances on utilise généralement la méthode des pertes séparées basée sur l'estimation des pertes. La relation utilisée est la suivante :

$$\eta_{\%} = \frac{P_2}{P_2 + \sum \text{Pertes}} \times 100 = \frac{P_2}{P_a + R_s I_2^2 + P_0} \times 100$$

L'allure de la courbe de rendement est donnée par la figure I.16. C'est une courbe croissante au début, elle passe par un maximum puis elle décroît.

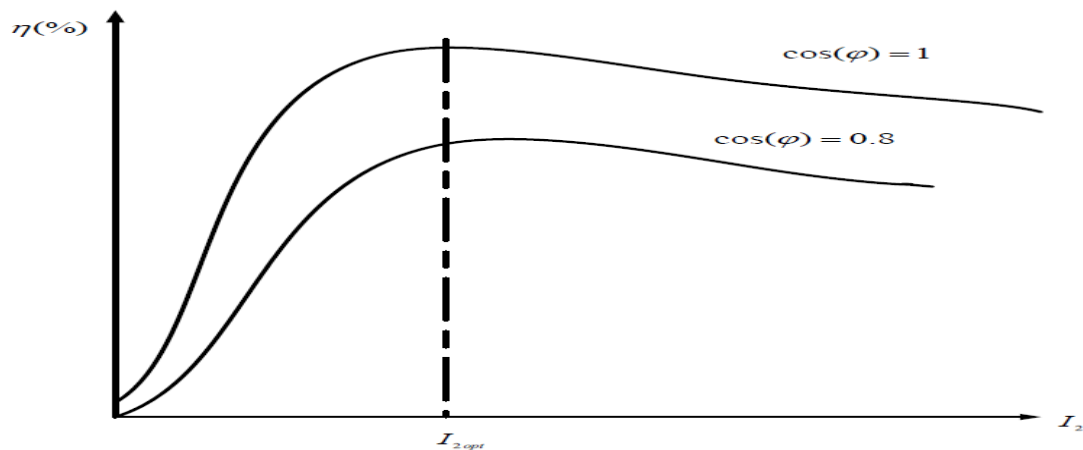


Figure (I.16) Allure de rendement

I.16. Le transformateur de puissance :

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

La première fonction d'un transformateur a été l'élévation de la tension de transport afin de réduire le courant et donc les pertes joules générées dans les lignes. Cette élévation est bien entendue allée de pair avec l'abaissement de la tension aux points d'utilisation. D'un point de vue plus général, un transformateur est un élément indispensable à l'interconnexion des différents réseaux d'énergie.

I.17. Constitution générale d'un transformateur :

Le transformateur de puissance figure I.17, se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique.

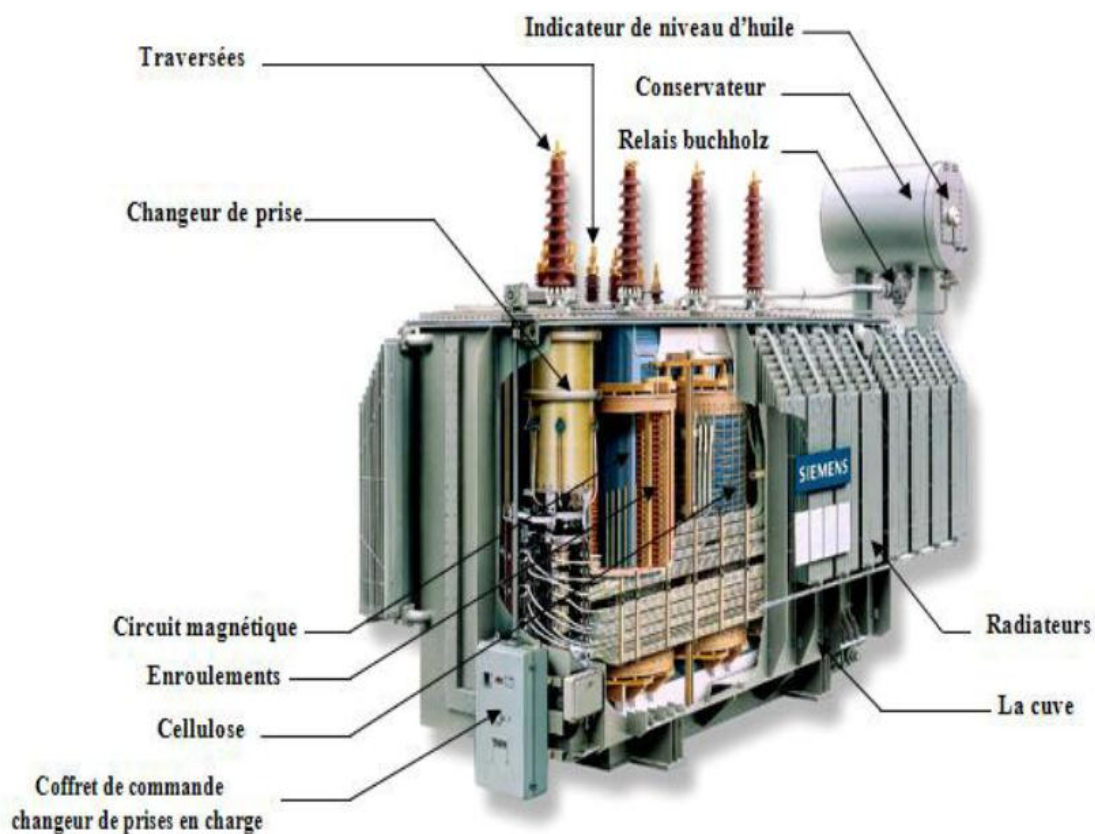


Figure (I.17) Transformateur à Cuve à Radiateur

I.18.Partie active :

La partie active d'un transformateur est définie comme le circuit magnétique et les enroulements

I.18.1.Circuit magnétique :

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique.

On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures à savoir [9] [10]:

- Emploi d'acier magnétiquement doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis ;
- Emploi d'aciers spéciaux présentant, grâce à des additifs, une résistivité élevée;
- Emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet.

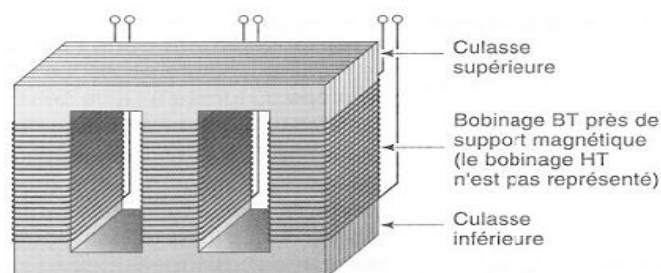


Figure (I.18)circuit magnétique

Suivant la forme du circuit magnétique, on distingue deux dispositions principales qui sont:

I.18.1.1.Type cuirassé :

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux cotés. la cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela des

écrans sont utilisés a fin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

I.18.1.2.Type à colonnes :

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase.ces enroulements sont montés sur le noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses a fin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux, ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes, dont trois sont bobinées, les autres servent au retour des flux[10].

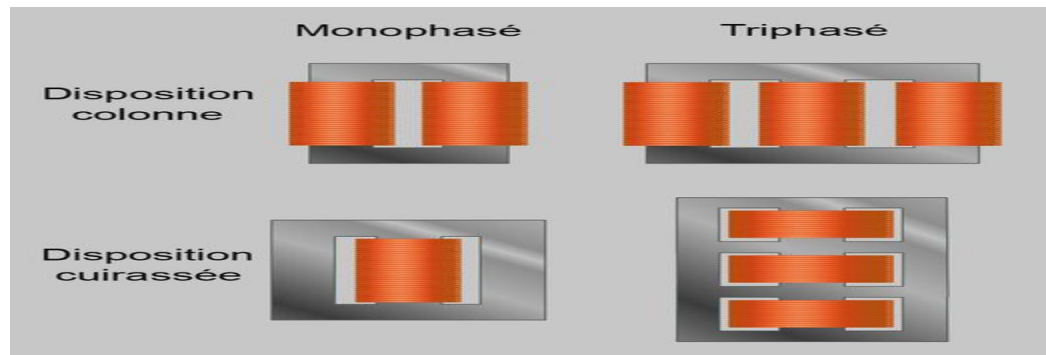


Figure (I.19) Circuit magnétique disposition colonne et cuirassée

I.18.2.Circuit électrique :

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en file de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tels que fibre, mica,etc. [8].

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

I.18.2.1. Bobinage concentrique simple :

Le bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et après isolement est recouvert par le bobinage haute tension.

I.18.2.2. Bobinage concentrique double :

La moitié du bobinage basse tension est enroulée sur le noyau et isolée, puis on enroule le bobinage haut tension et on isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension. Autrement dit, le bobinage haut tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions.

I.18.2.3. Bobinage à galette :

Les bobinages hauts et bas sont fractionnés et constitués par des couronnes ou galettes qui sont enfilées alternativement sur les noyaux.

Parfois pour les transformateurs à forte intensité, les bobinages sont calés à l'aide de ressorts permettant de légers déplacements dans le cas de fortes actions électrodynamiques.

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple.

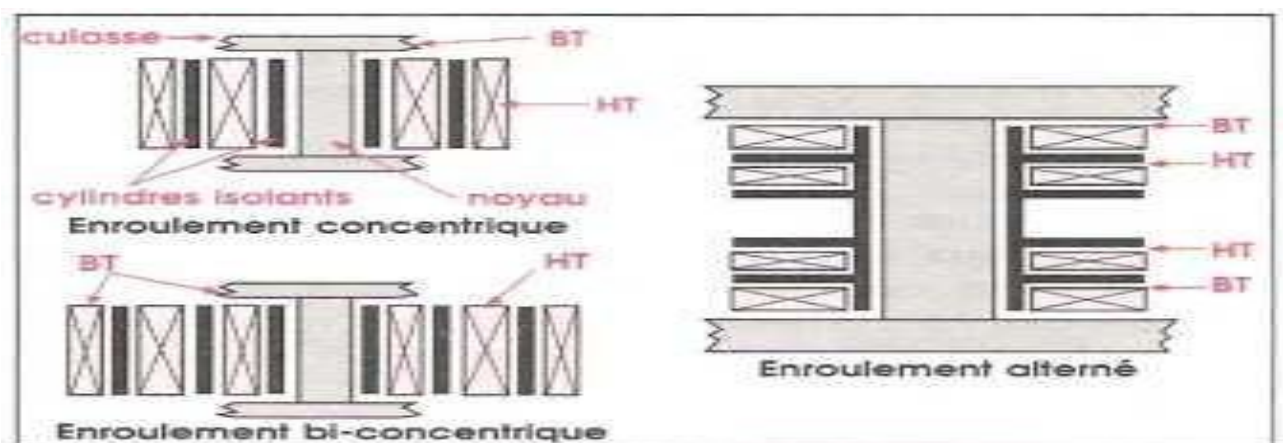


Figure (I.20) types dispositions des enroulements

I.18.3. Isolation :

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation [1].

I.18.3.1.Isolation cellulosique :

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, compressé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance.

I.18.3.2.Isolation liquide :

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcanes, de naphtènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut. Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes. Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées. Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre en corrosif.

Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- point d'inflammabilité élevée,
- point de congélation bas,
- rigidité diélectrique élevée,
- basse viscosité,
- bonne résistance à l'électrification statique.

I.18.4.La cuve :

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur.

Elle a pour rôles :

- Réservoir d'huile.
- Assurer la résistance au court-circuit (pour les transformateurs Cuirassé uniquement).
- Maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements[9][10].

Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur [7].

Pour les transformateurs dont la puissance dépasse 25 kVA, la surface lisse de la cuve devient insuffisante pour évacuer les pertes dans les conditions normales d'échauffement; il faut alors prévoir une cuve de surface ondulée.



Figure (I.21) La cuve d'un transformateur de puissance.

I.18.5.Traversées :

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement l'isolement du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversée. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaine de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant [16].



Figure (I.22) Traversé porcelaine



Figure (I.23) Traverse condensateur

I.18.6. Changeur de prise :

Le changeur de prises permet au transformateur de faire varier son rapport de conversion en jouant sur la valeur de l'inductance de ses enroulements (au primaire ou au secondaire). Cela permet de régler le niveau de tension du réseau électrique.

Il est situé en général sur le côté du transformateur et dispose d'une cuve d'huile séparée. Les arcs électriques se produisant lors de la commutation des prises décomposent en effet l'huile et nuisent aux propriétés diélectriques de celle-ci, il est donc nécessaire de ne pas la mélanger avec l'huile saine[1]

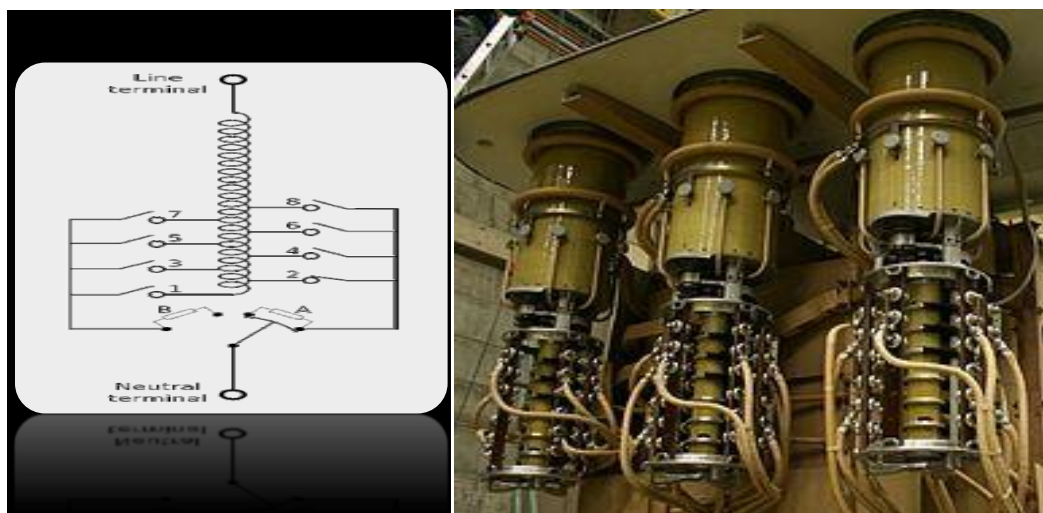


Figure (I.24) Changeur de prise

I.19.Types des transformateurs de puissances:

On distingue essentiellement deux technologies : Les transformateurs à diélectrique liquide (ou immergés) et les transformateurs dits "secs".

I.19.1.Les transformateurs à diélectrique liquide :

Le circuit magnétique et les enroulements sont immergés dans un diélectrique liquide qui assure isolation et évacuation des pertes calorifiques du transformateur. Ils sont utilisés pour :

- ❖ Les postes non surveillés car ils ne nécessitent pas d'entretien
- ❖ Les ambiances sévères si le revêtement de la cuve est adapté

Par contre, l'emploi de ces transformateurs posent le problème d'éventuelles pollutions à la suite de fuites de diélectrique (on utilise donc un bac de rétention) et sont dangereux en cas d'incendie (fumées toxiques)[14].

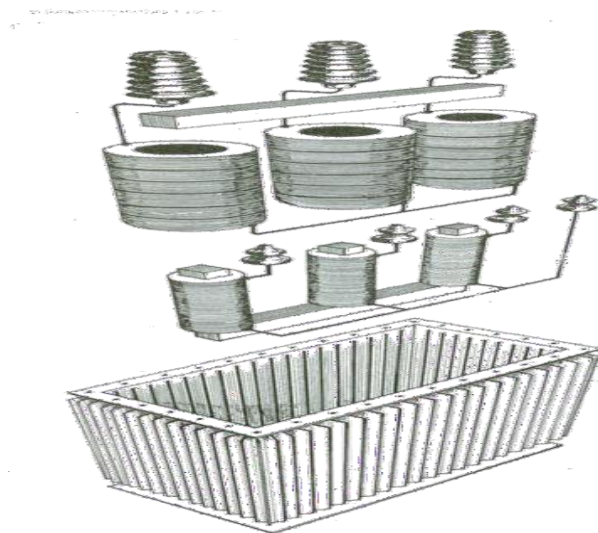


Figure (I.25) Le transformateur type immergés

I. 19.2.Les transformateurs secs :

Le circuit magnétique est isolé dans une matière isolante sèche. Le refroidissement est assuré par l'air ambiant. Ils sont utilisés dans des locaux où les conditions de poussière, d'humidité et de température sont maîtrisées. Ils sont notamment utilisés pour les grands bâtiments car ils présentent peu de risque en cas d'incendie[14].

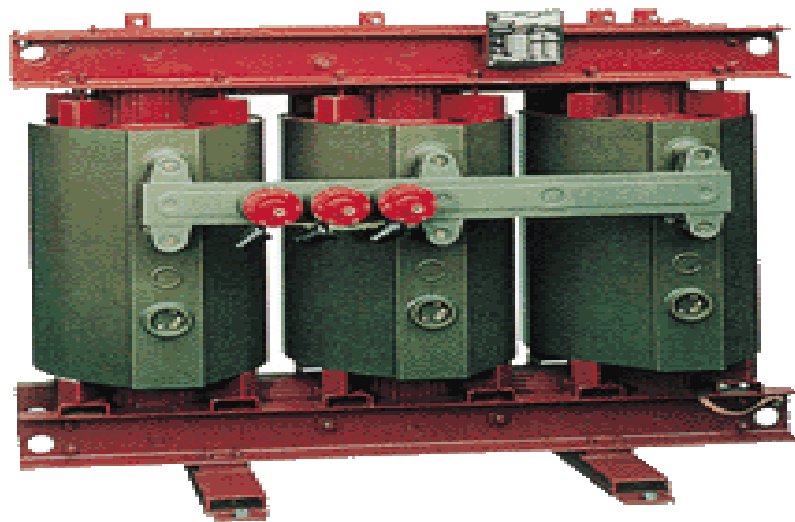


Figure (I.26) Le transformateur type sec

I.20. Classification des transformateurs de puissance:[13]

Selon la commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, de même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [IEC 60076-1]. Cette commission classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [IEC

60076-7, Sch 2001]

- **Transformateurs de distribution** : ont pour mission de faire l'interface entre l'utilisateur et le réseau de distribution. Leur puissance nominale est de 2500 kVA en triphasé (ou 833 kVA par noyau monophasé) et la haute tension a une valeur nominale qui ne dépassant pas 33 kV.
- **Transformateur de moyenne puissance** : Assurent généralement l'interconnexion entre les réseaux de transport et de distribution d'énergie, leur puissance est au-delà de 2,5MVA et ne dépasse pas 100MVA dans le cas de transformateurs triphasés.
- **Transformateur de grande puissance** : sont des unités dont la puissance nominale dépasse 100 MVA en triphasé. Les installations de ce type sont utilisées pour élever la tension à la sortie des générateurs afin d'injecter le courant dans le réseau de transport d'énergie.

I.21.Refroidissement :

En fonctionnement, le transformateur est le siège de pertes thermiques dans son noyau (pertes fer) et dans ses enroulements (pertes Joule).

Cette énergie se manifeste par une augmentation de la température. L'énergie thermique ainsi produite doit être évacuée à l'extérieur de la cuve.

Un système de refroidissement est donc associé à la structure du transformateur pour réduire la température produite, très souvent incriminée dans l'accélération du vieillissement du transformateur. On retrouve le deuxième principal rôle de l'huile[17].

Le mode de refroidissement d'un transformateur est défini par **4 lettres**.

- **la première** indique le fluide de refroidissement **INTERNE** en contact avec les enroulements; ainsi **O** correspond à l'huile (Oil en Anglais)
- **la seconde**, le mode de circulation de ce fluide ; deux modes sont possibles
- **N** pour ventilation Naturelle (Natural)
- **F** pour ventilation Forcée (Forced)
- **la troisième**, le fluide de refroidissement **EXTERNE**; ainsi **A** correspond à Air
- **la quatrième**, le mode de circulation de cet agent extérieur, de type **N** ou **F**. Seuls les transformateurs de type sec pour lesquels les parties actives sont directement refroidies par l'air extérieur sont définis par deux lettres.

Le transformateur immergé dans l'huile : se servir de l'huile comme fluide de refroidissement, comme l'auto-refroidissement immergé dans l'huile, le refroidissement par air immergé dans l'huile, la circulation d'huile forcée, etc.

- refroidissement naturel est de type **ONAN** circulations naturelles de l'huile dans le transformateur et de l'air sur ses surfaces extérieures.
- ajout de ventilateurs sur les radiateurs devient de type **ONAF** circulations naturelles de l'huile dans le transformateur et air ventilé sur ses radiateurs.

Un transformateur sec: compter sur le refroidissement par convection naturelle de l'air ou augmenter le ventilateur de refroidissement, utilisé dans les immeubles de grande hauteur, plus de site de péage à grande vitesse et l'éclairage de l'éclairage local, circuit électronique et autres transformateurs de petite capacité.

- refroidissement naturel est du type **AN**.
- ajout de ventilateurs devient de type **AF**.

I.22.Statistiques sur les causes de défaillances : [15]

I.22.1.Causes internes

- Détérioration et vieillissement d'isolation.
- Perte de serrage d'enroulement.
- Défaillance d'isolation du noyau.
- Déformation d'enroulement due aux forces de court-circuit.
- Les traversées (Brushings) et les bornes.
- Changeurs de prises.
- Connexion.
- Surchauffèrent.
- Oxygène.
- Humidité.
- Contamination solide dans l'huile d'isolation.
- Décharge partielle.
- Défauts de conception et de fabrication.
- Résonance d'enroulement.

I.22.2.Causes externes

- Les surtensions de foudre ou de manœuvre transitoire.
- Court circuits externes.
- Température.
- Événements Séismiques : Les événements séismiques tels que les tremblements de terre peuvent causer des dommages internes.
- Surcharge du système.
- Surchauffe lors de traitement d'huilé.
- Echauffement par mauvaise ventilation et dissipation calorifique.

- La défaillance dans les pompes.
- Transport : Les incidents pendant le transport des nouveaux transformateurs ou en service qui peuvent endommager sa structure interne.

I.23. Les différents types de défauts : [17]

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

Tableau 1.4: Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés.

Causes	Contraintes	Défauts	Symptômes	Éléments concernés
-Chocs de foudre; -Coupure brutale d'une ligne.	Diélectriques et surtensions	- Amorçages de pièces sous tension ; - Défauts d'isollements.	Dégradation visuelle de l'isolant entre spires	-Papier -Huile -Traversées -Enroulements
-Court-circuit; -Mise sous tension des transformateurs; -Démarrage des moteurs.	Electrodynamiques et surintensités	-Déformation des enroulements ; -Dégradation des isolants solides.	-Echauffements des enroulements -Chute de tension aux secondaires	-Enroulement -Papier.
Surcharges	Electriques	-Connexion entre cuivre des enroulements et connexion internes; -Connexion au niveau des changeurs de prises.	-Formation des points chauds -Echauffement	-Changeurs de prises ; - Enroulements; -Traversées.

-Pertes Joules -Surcharges ; -Problèmes de refroidissement; -Contraintes électromagnétiques et courant de Foucault.	Thermiques	Vieillessement	-Point chaud -Echauffements des enroulements	Papier ; -Huile.
-Transport des transformateurs; -Tremblements de terre ; -Vibrations.	Mécaniques	-Dégradation des isolants internes ; -Fuites des joints.	-Mauvais alignements des régleurs de Prises ; -Ecoulements d'huile.	-Régleur de prises ; -Joints ; -Isolants internes.

I.24.Les Protections du transformateur :[13]

Des perturbations peuvent provenir du réseau amont (HTA) ; ce sont surtout des surtensions, ou la foudre. On emploie souvent des parafoudres, ou des limiteurs de surtensions.

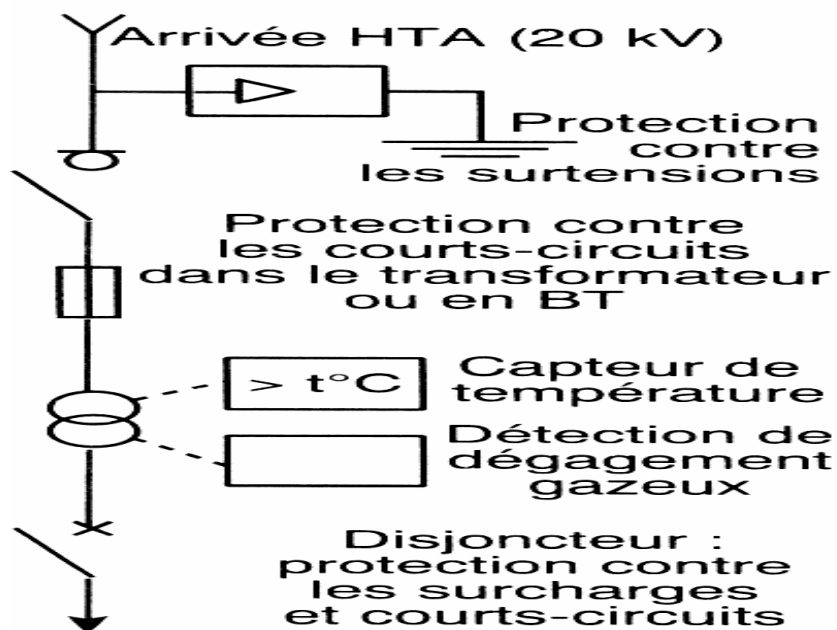


Figure (I.27)Protection en amont.

On peut détecter trois types de défauts :

- L'élévation anormale de température du transformateur : on utilise un thermostat qui signale l'anomalie et peut couper l'alimentation si la température est trop élevée.
- Le dégagement de gaz : lorsqu'un transformateur est immergé, tout défaut d'isolement se manifeste par un arc électrique qui décompose l'huile et provoque un dégagement gazeux qui se porte au sommet de la cave. Des relais type Buchholz (voirimage ci- dessous) détectent ce dégagement gazeux.
- La protection masse cuve : permet de détecter tout défaut interne entre le transformateur et la masse.



Figure (I.28) Relais de Buchholz

I.25. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté quelques généralités sur les transformateurs, nous avons aussi donné un aperçu sur les principaux éléments qui les constituent, leur rôle et leur importance dans cette machine statique.

A la fin de ce chapitre, les différents systèmes et modes de protection du transformateur ont été introduits pour mieux cerner son fonctionnement.

Chapitre II

Maintenance des

transformateurs

puissance

II.1 Introduction

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

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

Comme pour tout appareil, il existe une documentation fournie par chaque fabricant de transformateurs. Elle définit généralement les grandes lignes de maintenance en rapport avec les choix technologiques utilisés. Il existe aussi dans la littérature de guides qui proposent des meilleures pratiques au vue de l'expérience dans ce domaine [17].

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

II.2 Politique de maintenance

La politique de maintenance peut être répertoriée en deux grandes catégories la maintenance corrective et maintenance préventive.

La maintenance corrective est la maintenance qui intervient suite défaillance du système alors que la maintenance préventive est réalisée lorsque le système est encore en fonctionnement [17].

II.2.1 Principales opérations de maintenance corrective [20]

- ✓ Le diagnostic après incident pour cibler l'état précis du transformateur,
- ✓ Le remplacement d'accessoires,
- ✓ La réparation du matériel,
- ✓ Le traitement voire le remplacement d'huile selon les défauts engendrés,
- ✓ L'achat d'un nouveau transformateur.

II.2.2 Principales opérations de maintenance préventive [17]

- ✓ Le contrôle quotidien du transformateur,
- ✓ Le prélèvement d'huile, son analyse et son suivi dans le temps,
- ✓ Le changement de joints, ou des traversées,
- ✓ L'adaptation d'une nouvelle réfrigération,
- ✓ Le resserrage de la partie active.

II.3 Stratégies de maintenance des transformateurs

Les transformateurs sont des équipements robustes, construits avec une bonne fiabilité.

Une bonne stratégie de maintenance assure aux transformateurs, une durée de vie à un coût relativement maîtrisé. Elle doit intégrer un ensemble d'actions qui permettent de suivre l'état du transformateur dès sa mise en fonctionnement jusqu'à sa fin de vie. Il existe plusieurs méthodes qui peuvent rentrer dans une stratégie de maintenance d'un transformateur. Chaque méthode ou groupes de méthodes combinées doit aboutir à l'évaluation de l'état réel du transformateur. Il sera déclenché une action de maintenance corrective ou une évaluation poussée, selon les résultats de cette évaluation. La méthodologie de l'évaluation de l'état d'un transformateur est donnée en annexe1. La figure 2.1 ci-dessous résume les opérations et le cycle de maintenance d'un transformateur de sa mise en service à sa fin de vie, telle que propose la référence[17]. Elle organise les différents types de maintenances préventives (systématique et conditionnelle) et propose une mise en œuvre qui guide l'exploitant dans l'évaluation de l'état du transformateur. Ces différentes techniques sont présentées ci-dessous.

Elles font appels aux tests de routine et d'inspection d'une part et d'autre part aux tests de niveau 2 ou 3 [17] lorsque le transformateur est en service ou hors tension.

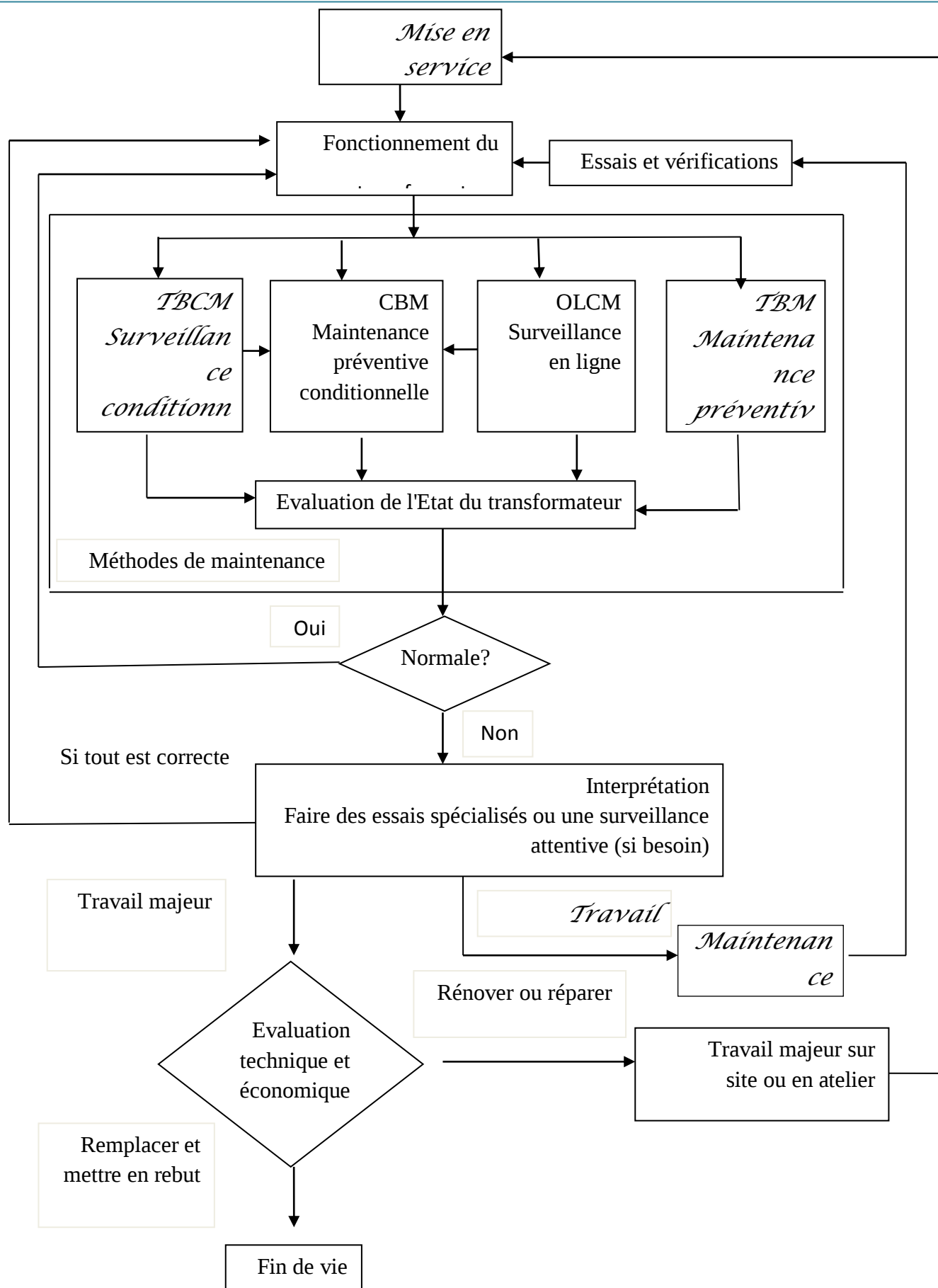


Figure (II.1) Opérations et cycle de maintenance du transformateur.

II.4 Recommandations de maintenance sur transformateurs de puissance[18]

II.4.1 Visites d'inspection mensuelle

Inspection visuelle et auditive des appareils en service pour mettre en évidence d'éventuelles anomalies telles que fuite, bruit, échauffement, encrassement.

Observations particulières:

- ✓ des niveaux d'huile (conservateurs et assécheurs)
- ✓ des bornes au niveau des joints,
- ✓ des brides de raccordement entre circuits
- ✓ des brides de raccordement des appareils (pompe de circulation, vannes, etc.)
- ✓ des échangeurs,
- ✓ des thermomètres.

Ecoutes particulières:

- ✓ des moto ventilateurs, pompes de circulation,
- ✓ bruits inhabituels issus du transformateur (cliquetis, grésillements, etc.)
- ✓ Compteur de décharge des parafoudres * Relever le nombre de décharge,

II.4.2 Visites d'inspection annuelle

Inspection approfondie nécessitant la mise hors tension de l'appareil.

- ✓ Etat général du transformateur :
- ✓ traces de rouille,
- ✓ manque de peinture,
- ✓ état de la visserie,
- ✓ état des chemins de câbles
- ✓ état des tuyauteries,
- ✓ état du couvercle supérieur du transformateur.
- ✓ Etat des accessoires
- ✓ Analyses d'huile



Figure (II.2) Entretien des fuites d'huile du transformateur[2]

II.5 Maintenance des accessoires[18]

✓ Entretien des radiateurs

Nettoyage par air ou eau sous pression selon recommandations du constructeur

La date de réalisation sera choisie en fonction du phénomène prépondérant de pollution (pollen, sable, etc.) et de préférence avant les périodes de forte chaleur.

✓ Traversées

- Vérification du niveau d'huile sur les traversées HT.
- Vérification de la propreté.
- Vérification de la non présence de cassures ou d'impact sur les ailettes
- Vérification de l'étanchéité huile.
- Vérification de l'étanchéité des boîtes à câbles



Figure (II.3) Vérification du niveau et de l'étanchéité 'huile sur les traversées[2]

✓ **Parafoudre**

Relevé de l'enregistrement des compteurs de décharge

Vérification de la propreté de la traversée

Vérification de la connexion HT

Vérification de la liaison mise à la terre



Figure (II.4) Parafoudre

✓ Assecheur d'air

Les Assécheurs pour transformateurs procurent un moyen économique et performant pour contrôler le niveau d'humidité du fluide diélectrique dans le réservoir, dont le volume varie à cause des changements de température.

Il est essentiel que le niveau d'humidité contenu dans l'air du réservoir d'huile du transformateur soit très faible pour éviter la diminution des capacités diélectriques du fluide réfrigérant.

Remplacement des charges de silicagel

Vérification niveau d'huile dans assécheur [18].



Figure (II.5) le niveau d'humidité du fluide diélectrique dans le réservoir[2]

✓ Commutateur hors tension

Manœuvre du commutateur hors tension sur toutes ses positions.

Cependant si le commutateur n'a pas été manœuvré depuis plusieurs années, il est préférable de ne pas le faire à titre préventif, les risques de dysfonctionnement étant alors plus importants que le bénéfice.

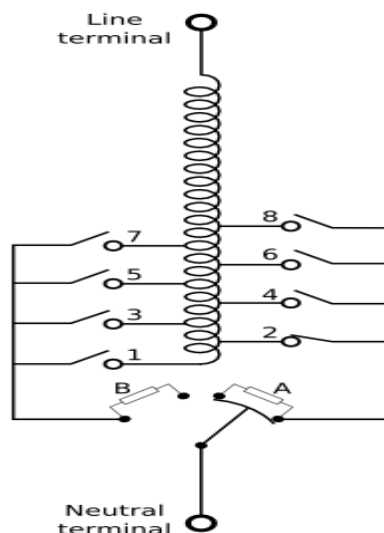


Figure (II.6) Manœuvre du commutateur hors tension sur toutes ses positions

✓ Changeur de prises en charge

Manœuvre du régleur sur l'ensemble de la plage pour vérifier le passage correct des

Gradins et mesure du temps de passage.

Contrôle des sécurités et de l'appareillage suivant recommandation constructeur.

Toutes les 50 000 manœuvres (ou 5 ans), révision complète du régleur avec échange des pièces suivant besoin (contact, résistance de passage). Cette révision est réalisée sur site par un représentant du constructeur. La périodicité peut être portée à 100 000 manœuvres si le circuit est filtré en permanence[17].

✓ Connexions de puissance

Inspection par thermographie des connexions haute et basse tensions de puissance pour mettre en évidence un échauffement anormal.

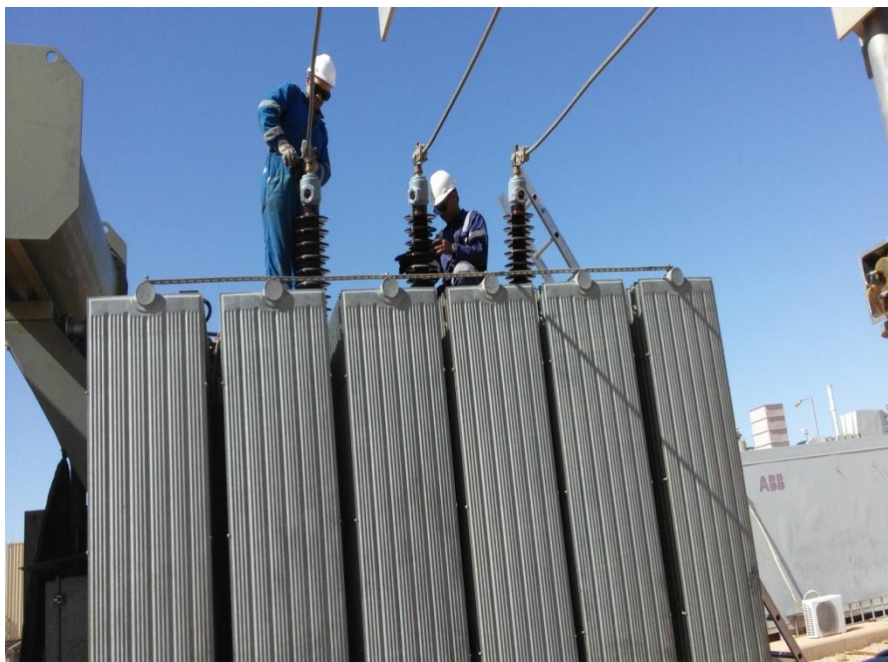


Figure (II.7) contrôle et serrage des câbles puissance

II.6 Appareillage de surveillance et de protection[18]

Tout transformateur est équipé de capteur et appareillage permettant de détecter tout défaut grave et/ou de protéger contre les conséquences éventuelles d'un défaut. Ces capteurs provoquent une signalisation et/ou commandent le disjoncteur amont. Ces organes de protection sont principalement :

II.6.1 Relais buchholz

Il est l'un des accessoires de protection les plus importants du transfo. Il permet de mettre hors tension l'appareil en cas de dégagement de gaz provenant de la combustion des isolants ou la décomposition de l'huile. Le principe est que l'accumulation de gaz dans le buchholz provoque automatiquement le fonctionnement d'un dispositif de protection. En cas de défaut interne le relais Buchholz joue 3 rôles :

- Un premier rôle d'alarme sur dégagement de gaz peu important.
- Un deuxième rôle de déclenchement sur dégagement très important et brutal de gaz et/ou de mouvement d'huile violent.
- Un troisième rôle de détection du niveau d'huile en cas de fuite en aval.

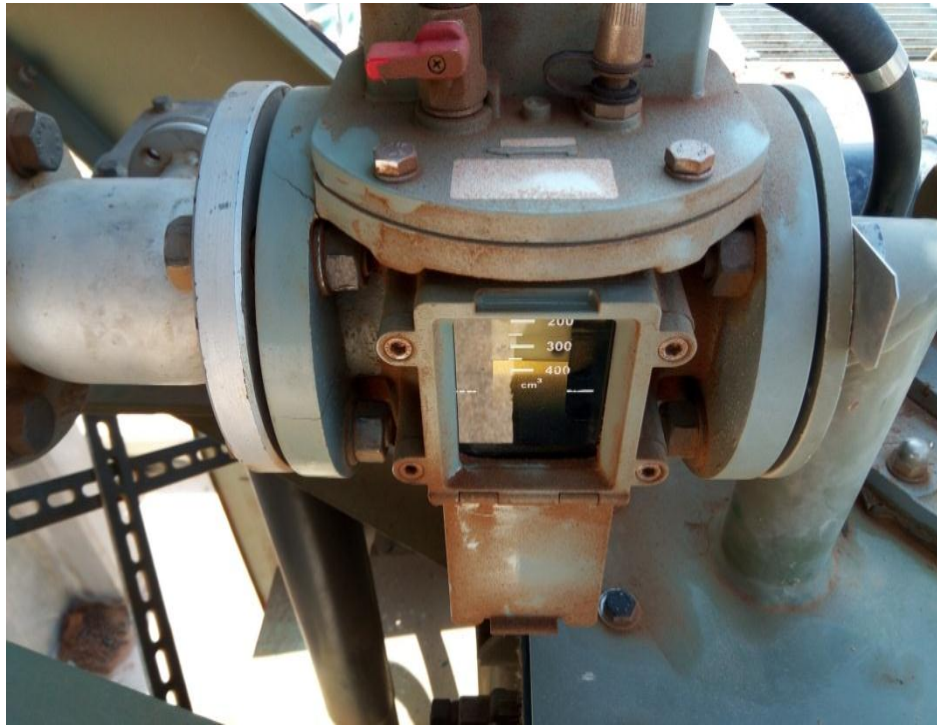


Figure (II.8) Entretien des fissures de relais buchholz

II.6.2 Soupape de sécurité

La soupape de sécurité est tarée pour une surpression de 0,030 à 0,035 MPa (0,3 à 0,35 at.).

II.6.3 Dispositif de protection multifonctions

Dispositif de protection universelle dont les multiples fonctions sont les suivantes :

La pression

Le manostat ferme/ouvre un circuit dans un intervalle de pressions (de 100 à 500 mbar)

Temperature

Indication visuelle de la température de l'huile et de la température maximale atteinte.

Tableau (II.1) Actions de maintenance sur les composantes externes d'un transformateur et leur périodicité[2]

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

Appareillage de protection	- Différents capteurs, - Relais Buchholz, - Disjoncteurs et éléments de signalisation	Inspection	Annuelle	Vérification de fonctionnement
----------------------------	---	------------	----------	--------------------------------

II.7. Techniques de maintenance de transformateur de puissance

L'utilisation des techniques de diagnostic, à une grande importance car elle permet d'évaluer l'état des composantes du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter les programmes des travaux de maintenance et réduire l'indisponibilité [17].

II.7.1 Mesure électrique

Les mesures électriques effectuées sur les transformateur et utilisés comme outil de diagnostic de défaut [19] qui sont :

II.7.1.1 Mesure de rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régleur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations indiquent des courts-circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régleur [20]. Les mesures en monophasé peuvent être préférables pour la recherche de défauts, permettent ainsi de localiser précisément la phase en défauts, si existante.

II.7.1.2 Mesure de courant à vide

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque l'un des enroulements est alimenté à une tension alors que le second est ouvert. Ce courant total à vide contient une composante de magnétisation et une composante de perte [19].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer la partie active du transformateur

- ✓ Problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).
- ✓ Problème associé au bobines (des spires en court-circuité ou en circuit ouvert).

II.7.1.3 Mesure de la résistance d'enroulement

La résistance de chaque enroulement est mesurée en courant continu, si l'écart de la valeur mesurée de la résistance des enroulements est supérieur à 5% de la valeur de résistance d'enroulement à la sortie d'usine cela indique la présence d'un défaut de type coupure, au court-circuit entre spire ou un point chaud [20].

II.7.1.4 Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit permet par comparaison à la valeur de mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants (inférieur 5%) qui devraient nous amener à des investigations plus profondes (circuit ouvert ou des courts-circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve) [19].

II.7.1.5 Analyse de la réponse en fréquence

L'analyse de la réponse en fréquence d'un enroulement donné, alimenté par une tension à fréquence variable de quelques Hz à quelques MHz, donne une signature fréquentielle unique d'un enroulement par rapport à son environnement mécanique et électrique [20].

II.7.2 Mesure diélectriques

Les isolants des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts dans le transformateur [19].

L'objectif des mesures diélectriques est de déceler d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie.

II.7.2.1 Mesure facteur de dissipation et la capacité

Les mesures de la capacité et du facteur de puissance et de dissipation dans le but d'étudier l'état d'isolation (vieillissement de l'huile, l'augmentation de la tenue en eau) des transformateurs de puissance et leurs traversées sont effectuées entre les enroulements et entre les enroulements et la cuve les bornes sont mises en court-circuit et la tension d'essai est appliquée à l'un des enroulement

pendent que le courant à travers l'isolation est mesuré sur l'enroulement opposé ou sur la cuve, sur les traversées la tension est appliquée au conducteur principal pendant que l'on mesure le courant sur la prise de mesure [19]

II.7.2.1.1 Mesure de la capacité des enroulements et des bornes

Une variation de la capacité d'isolement par rapport à la valeur de référence lors des essais de réception prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs court-circuités ou déformation géométrique de bobinage [19].

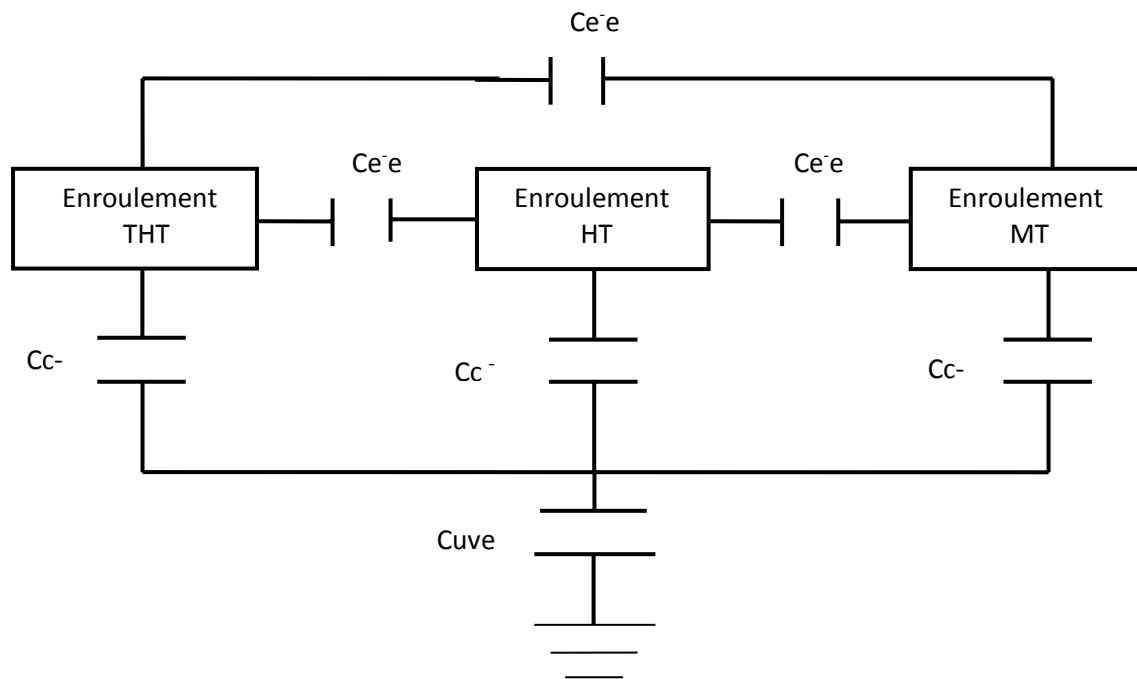


Figure (II.9) Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements

C c-e : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

Ainsi, une variation de la capacité d'isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs Court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage [17].

II.7.2.1.2 Facteur de dissipation

Le facteur de dissipation, également appelé $\tan(\delta)$, est calculé via la tangente de l'angle δ entre le courant mesuré et le courant idéal qui existerait en l'absence de pertes. Une fois les mesures effectuées et comparées aux valeurs de référence, un changement indique existence détériorations de l'isolement (vieillessement de papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état d l'huile, décharge électrique) [19].



Figure (II.10) Appareil de mesure de $\tan \delta$, ϵ_r et ρ

II.7.2.1.3 Mesure de résistance d'isolement en courant continu

Elle correspond principalement à la mesure de la conductivité superficielle de l'isolement et utilisé dans la détection d'une faille imminente. Elle consiste à vérifier l'isolement entre enroulements, entre enroulement et cuve et entre cuve et masse [19].



Figure (II.11) Mesure de résistance d'isolement de transformateur puissance[2]

II.7.2.1.3.1 Principe de mesure

Consiste à court-circuiter toutes les bornes de l'enroulement concerné et y appliquer une tension avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autres enroulements sont court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve le noyau sont branchés à la terre [19].

II.7.3 Mesure de la tension de rétablissement

La méthode de mesure de la tension de rétablissement est employée pour détecter l'état de l'isolation huile-papier et la teneur en eau de l'isolation. Cette méthode se fonde sur le principe de la polarisation inter-faciale des matériaux diélectrique stratifiés [21].

II.7.4 Analyse d'huile

L'huile d'isolation souffre de la détérioration qui peut devenir mortelle pour l'appareil. En outre, la décharge dans l'huile cause des dommages sérieux aux autres matériaux isolants. Pour cette raison, l'analyse d'huile isolante d'appareillage de puissance HT est devenue une tâche importante. Cette analyse, en apparence si simple, requiert beaucoup de savoir-faire et un grand nombre d'opération [21]. S'il est constaté que l'huile est suffisamment dégradée qu'elle peut mettre en danger le transformateur, une 'dialyse ' doit être effectuée. Selon les besoin, d'huile est alors dégazé fiée, filtre et déshydratée.

II.7.4.1 Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques de l'huile utiles pour l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance portent essentiellement sur les quatre propriétés décrites ci-après. [17]:

✓ **Analyse visuelle (coloration)** : Lors d'un prélèvement d'huile, la première analyse faite concerne la coloration du diélectrique. Cette mesure donne une indication quant à la détérioration relative de l'isolant. Lorsque l'huile est neuve, elle est transparente. Avec le temps, elle passe graduellement du jaune à l'ambre indiquant un vieillissement avancé ou un défaut. Elle peut être encore brune ou brun foncé.

Dans ces derniers cas, il est fortement recommandé de changer d'huile. Bien que cette technique soit essentiellement qualitative une échelle quantifiant la coloration peut être établie. Une augmentation anormalement rapide de la coloration vers le brun est un indicateur à la fois sensible et fiable d'un changement important au sein du transformateur (détérioration, contamination de l'huile ou les deux) [19].

✓ **indice d'acidité** : est obtenu à l'aide d'un test de neutralisation consistant à déterminer la qualité d'hydroxyde de potassium nécessaire pour neutraliser 1 g d'huile. Le nombre de neutralisation est exprimé en KOH/g il permet de détecter la contamination et le vieillissement d l'huile [21].

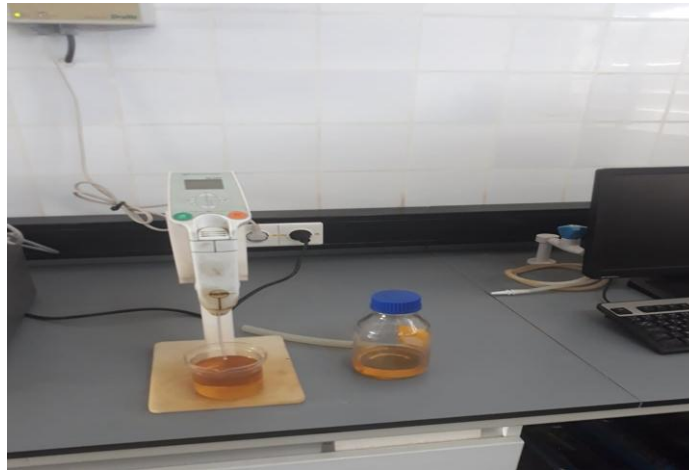


Figure (II.12) Appareil de mesure la densité d'huile

✓ **Teneur en eau** : Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la d'eau conduit à une de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité dans l'eau permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [19].



Figure (II.12) coulométrie de mesure de la teneur en eau

✓ **Rigidité diélectrique** : est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans décharge. Dans l'industrie, elle est maximisée conventionnellement par la tension efficace nécessaire pour provoquer, dans les conditions normalisées, le claquage d'un volume de liquide compris entre deux électrodes dont la forme, distance et nature sont spécifiées, d'où son nom de tension de claquage [21].



Figure (II.13) Appareil de mesure de la tension de claquage.

✓ La viscosité

Le choix d'une huile dépend essentiellement de la valeur de la viscosité η , c'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile. La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides à résister au déplacement d'une partie de ce fluide par rapport à l'autre.

La viscosité des hydrocarbures est corrélée à leur masse moléculaire : plus un produit est léger, plus sa viscosité est faible. Cependant, un produit est volatil et inflammable si sa masse moléculaire est de plus en plus faible [23].

L'indice de viscosité est une caractéristique donnant la variation de viscosité d'une huile en fonction de la température. Une huile est d'autant meilleure que sa variation de viscosité en fonction de la température est faible. La viscosité diminue avec la température, et de nombreuses lois empiriques ont été proposées. En général, on considère des relations du type :

$$\lg \eta = A + [B / (T - T_0)]$$

Avec A et B : deux constantes caractéristiques du produit,

T : température (en K),

T_0 : température ambiante.



Figure (II.14) Appareil de mesure viscositémètre d'huile

✓ **Point d'éclair et point de feu**

Le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement de vapeurs suivant sa courbe de tension de vapeur, qu'il s'agisse d'un corps pur ou d'un mélange. Dès que la concentration de ces vapeurs dans l'atmosphère surmontant le liquide devient suffisante pour former un mélange inflammable, elles brûlent à l'approche d'une flamme. La température correspondante est appelée le point d'éclair du liquide.

En poursuivant le chauffage, l'expérience montre qu'une combustion permanente s'établit en présence d'une flamme à partir d'une certaine température qui correspond au point de feu du liquide. Les liquides ininflammables n'ont pas de point de feu[23].



Figure (II.15) Appareil de mesure la point de claire d'huile

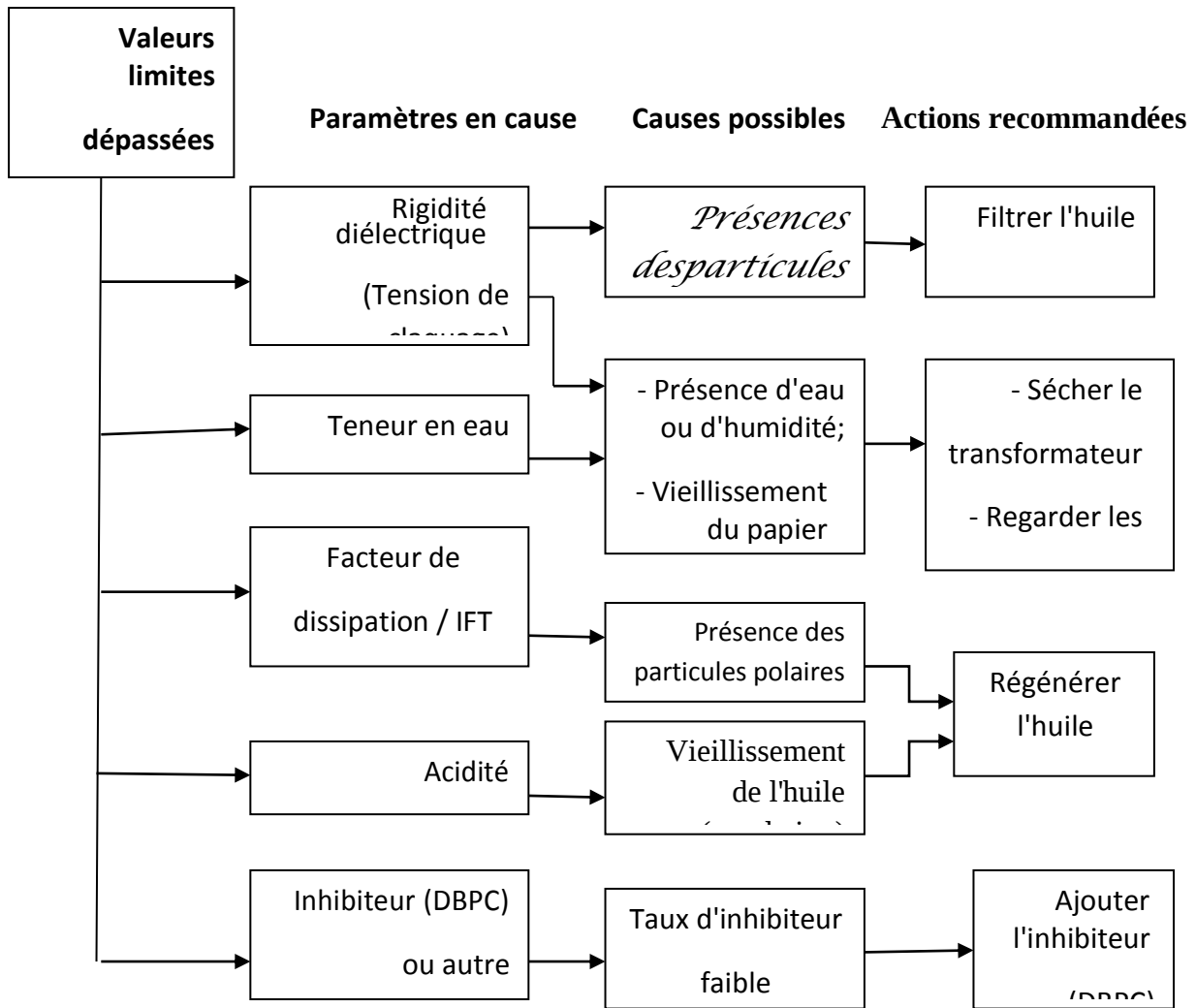


Figure (II.16) Processus de décision lorsque les paramètres des tests d'huiles dépassent les valeurs normatives[17]

II.8 Conclusion

Maintenir les transformateurs dans leur niveau de fiabilité consiste à mettre en œuvre des stratégies qui s'opérationnalisent dans le but d'assurer leur disponibilité et la continuité de service.

Ces différentes stratégies consistent à l'application des différentes techniques de maintenance préventives, systématiques ou conditionnelles. Les actions concrètes se déclinent tout d'abord en un ensemble d'inspections de routines, d'analyses et de mesures faites sur les composants de chaque unité. À chaque niveau, il est question d'identifier l'état du transformateur, évaluer la gravité d'un éventuel problème, le localiser et déterminer si le transformateur peut être remis en service avec ou sans restriction de fonctionnement. Ensuite, s'il est jugé nécessaire, une ou plusieurs actions correctives peuvent être exécutées. En fin de compte, il peut être décidé qu'il est temps de remettre à neuf ou de réparer le transformateur, voire de le remplacer, en fonction des résultats d'une évaluation qui tiendra compte de la sécurité.

Chapitre III

**Influence de la
température et des
décharges électriques
sur l'huile minérale**

III.1. Introduction

Cette partie est consacrée à l'influence de la température sur la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation, la résistivité, la permittivité et la teneur en eau dans trois huiles de différents niveaux de dégradation. Une huile neuve non traitée (A') servant de référence, une huile (B') extraite à partir d'un transformateur en service depuis 30 ans et l'huile (C') provenant d'un transformateur venant de subir un déclenchement Buckholtz après quelques années de service. Cet effet de la température sera combiné avec l'effet des décharges électriques de faible niveau d'énergie.

III.2. Préparation de l'échantillon

Le prélèvement des échantillons d'huile a été effectué conformément aux recommandations de la norme CEI 475.

Les étapes de la procédure citées ci-dessous ont été respectées pour l'échantillonnage des différentes huiles :

décontamination et nettoyage des bouteilles; laver les bouteilles de prélèvement avec un produit de nettoyage; Rincer avec de l'eau distillée plusieurs fois pour décontaminer des particules; Mettre les bouteilles de prélèvement dans une étuve pour séchage à 100°C; Garder les bouteilles de prélèvement fermées; Mélanger l'huile présente dans la bouteille de prélèvement doucement (pour éviter les bulles gazeuses) afin d'avoir une huile homogène; Six échantillons on été préparés pour chaque type d'huile[23].

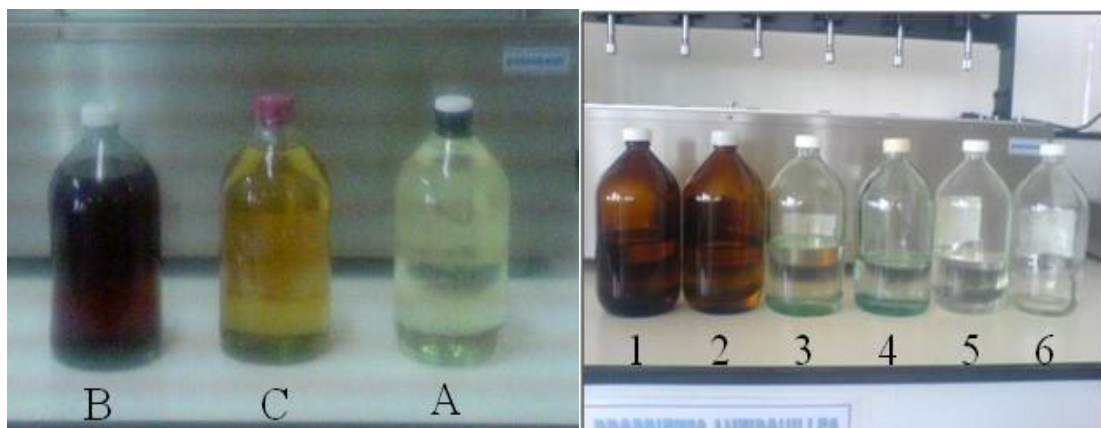


Figure (III.1.)Préparations des différents types et échantillons d'huile minérale

III.3. Caractéristiques BORAK 22 : (huile minérale disponible)

Tableau (III.1.) Propriétés physico-chimiques d'huile minérale borak22

Teste	unités	Valeurs arrêtées au 27/06/2012	Valeurs limites admises	normes
Aspect		Claire limpide	Claire limpide	CEI 00317
Viscosité à 40°	mm ² /s	5.435	<11	ISO 03104
Viscosité à 100°	mm ² /s	0		ISO 03104
Point d'éclair	°C	146,6	>130	ISO 02719
Densité à 22°C	g/cm ³	0.87	<0.960	ISO 12185
Teneur en eau	ppm	5.8	En service : U>170KV ; 20ppm U<170KV ;40ppm	CEI 20542
Indice d'acidité	mgKOH/gr	0.015	toute tension 0,3	CEI 21460
Indice de couleur		<0.5		ASTM D 1521
Indice de réfraction		1.474		
Tension de claquage	KV	80	>70	CEI 156
Tangente delta		0.0055		CEI 247
Teneur en hydrogène	ppm	4		CEI 567
Teneur en monoxyde de carbone	ppm	0.48		CEI 568

III.4. Etude de la Température et des Décharges

Dans cette partie, nous avons également considéré trois huiles A', B' et C' de différents niveaux de dégradation. Le choix de ces huiles s'est fait sur la base d'une huile en défaut (l'huile C'), ayant subi un déclenchement buckholtz, qui sera comparée le long de ce travail à deux huiles extrêmes : l'une neuve non traitée (l'huile A') et l'autre, l'huile B', encore opérationnelle après trente années de service[23].

Dès réception, un échantillon zéro est prélevé sur chaque type d'huile pour être caractérisé à travers les mesures de l'indice de couleur (Coul), du point éclair (Pe), de l'indice d'acidité (Ia), de la viscosité (μ) et de la teneur en eau (Te), respectivement en conformité avec les normes ASTM D1500, NFT 60-103, ISO 6618, ISO 2909 et CEI 814. Les résultats sont représentés sur le tableau III.2.

Tableau (III.2.) Propriétés physico-chimiques des trois huiles.

Type d'huile	Te (ppm)	μ (mm ² /s)	Coul	Ia	Pe (°C)
A	58.13	10.102	< 0.5	0.028	140.5
B	17.73	13.501	3.8	0.1008	159
C	21.5	8.855	1	0.0224	147

III.4.1. Tension de claquage ou/et rigidité

La mesure de la tension de claquage de l'huile consiste à placer dans l'huile à tester deux électrodes de bronze ou d'acier de forme demi-elliptiques (diamètre 36 mm de largeur et 26 mm sur la profondeur) normalisée à une distance de 2,5 mm l'une de l'autre. Elles doivent être propre et ne pas comporter de cratères dus à de précédentes mesures. La tension est ensuite augmentée à vitesse constante de 2 kV/s jusqu'à l'apparition d'une décharge électrique. La tension atteinte est la tension de claquage. À cause du caractère aléatoire du phénomène provoquant la décharge électrique, la mesure doit être reproduite plusieurs fois (6 dans la norme), en respectant des pauses entre chaque mesures afin de permettre la dissipation des gaz formée lors de la décharge. La dispersion est due aux impuretés, dont la présence ne peut être contrôlée. Cet aspect statistique amène à utiliser les transformateurs à des contraintes électriques toujours très inférieures à la rigidité moyenne pour avoir un coefficient de sécurité élevé. La **Figure (III.1.)** montre les différents résultants de variation de la tension de claquage en fonction de la température pour des échantillons des trois huiles A', B' et C'

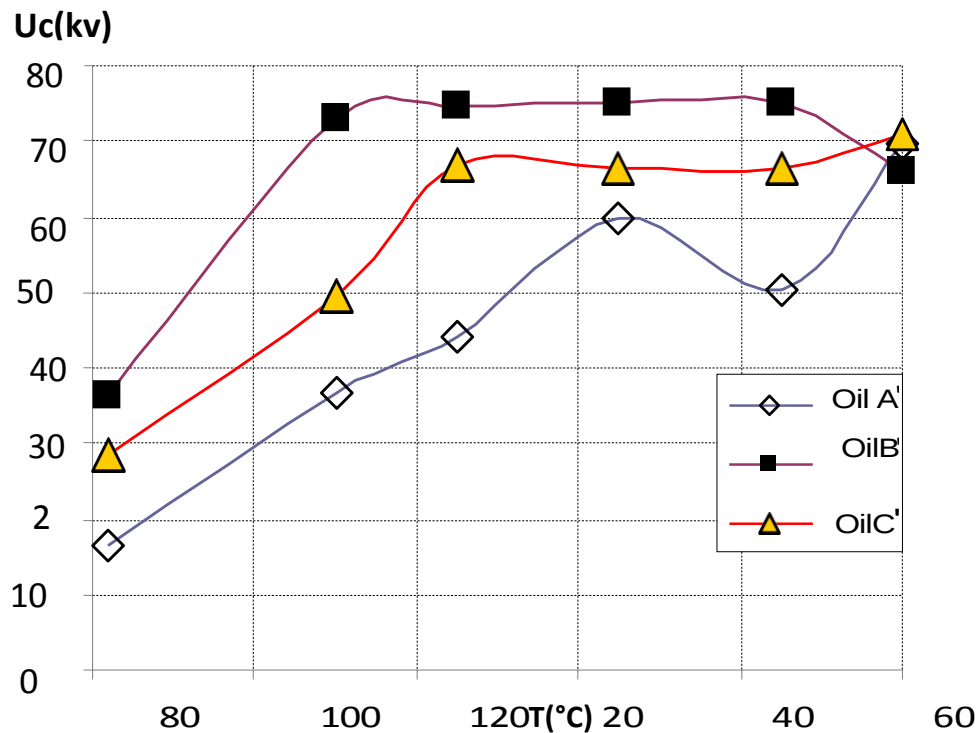


Figure (III.2.) Tension de claquage U_c en fonction de la température T pour les trois huiles

On remarque qu'à température ambiante, la tension de claquage est faible et augmente avec l'élévation du champ de température. La tension de claquage reprend des valeurs conformes avec les normes à partir de 70 °C pour l'huile A', 50 °C pour l'huile B' et 30 °C pour l'huile C'. Ce qui révèle la présence de produits contaminants tels que l'eau, nécessitant entre autres une déshydratation de cette huile avant sa mise en service. La tension de claquage est fortement affectée par la température car elle permet la vaporisation des traces d'eau contenues dans l'huile d'origine. L'augmentation de la rigidité diélectrique sous l'effet de la température est toujours accompagnée par une diminution de la teneur en eau. Ceci est valable pour les trois huiles. Cet effet est cependant plus spectaculaire dans l'huile A'. Cette amélioration est atténuée lorsque la teneur en eau est réduite à 15 ppm. Une température de l'ordre de 60°C est suffisante pour mener l'huile à ce niveau de qualité en ce qui concerne la rigidité et la teneur en eau. De la même manière, l'application de décharges aux trois huiles présente une tendance à décroître la teneur en eau aux faibles températures, notamment pour l'huile A' [24]. Cet effet est réduit et perd sa prédominance lorsque l'huile est soumise à des températures plus élevées.

III.4.2. Teneur en eau en fonction de la température

Figure (III.2.) présente les variations de la teneur en eau en fonction de la température pour les trois huiles considérées. Elle décroît fortement pour l'huile A' qui contient des quantités substantielles à l'origine. Autour de 60 °C, la variation est moins pour les trois liquides.

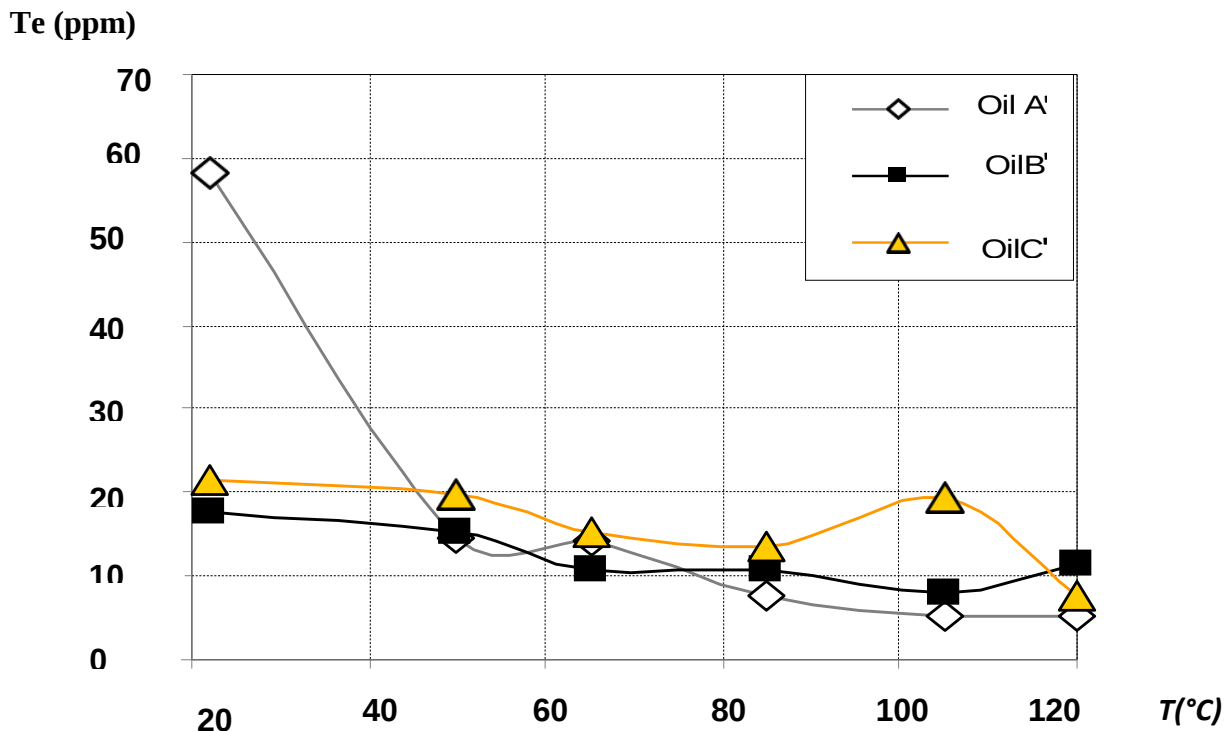


Figure (III.3.) Teneur en eau W_c en fonction de la température T pour les trois huiles

L'opération devient assez délicate car pouvant augmenter au moment des manipulations suite à son interaction avec l'humidité présente au laboratoire ; cela est suspecté autour de 105 °C pour l'huile C'. En dépit des niveaux élevés de température appliqués, la teneur en eau n'est pas nulle. Elle devient cependant inférieure à la limite des 10 ppm fixée par les normes les plus sévères[23]

III.4.3. Permittivité relative ϵ_r en fonction de la température

La permittivité dépend de la structure interne de l'huile, et caractérise la polarité entre les molécules. La figure III.3 présente la chronologie de variation de la permittivité relative en fonction de la température pour les différents échantillons d'huile. La permittivité présente une tendance complexe à la variation lorsque la température est augmentée. Cette variation est cependant modeste (entre 2.13 et 2.15 pour l'huile A', entre 2.19 et 2.21 pour l'huile B' et entre 2.16 et 2.18 pour l'huile C'). Une interprétation de l'état de l'huile seulement basée sur ce paramètre est difficile. Ceci peut être possible en combinaison avec le facteur de dissipation $\tan \delta$.

D'autre part, il apparaît clairement que la permittivité relative augmente, quelle que soit la température, avec l'âge de l'huile qui est en relation directe avec sa couleur. De plus, le nombre de décharges relativement faible (48 décharges de l'ordre de 20mJ) n'a pas d'effet significatif sur l'état général de l'huile de telle sorte à altérer sa permittivité relative.

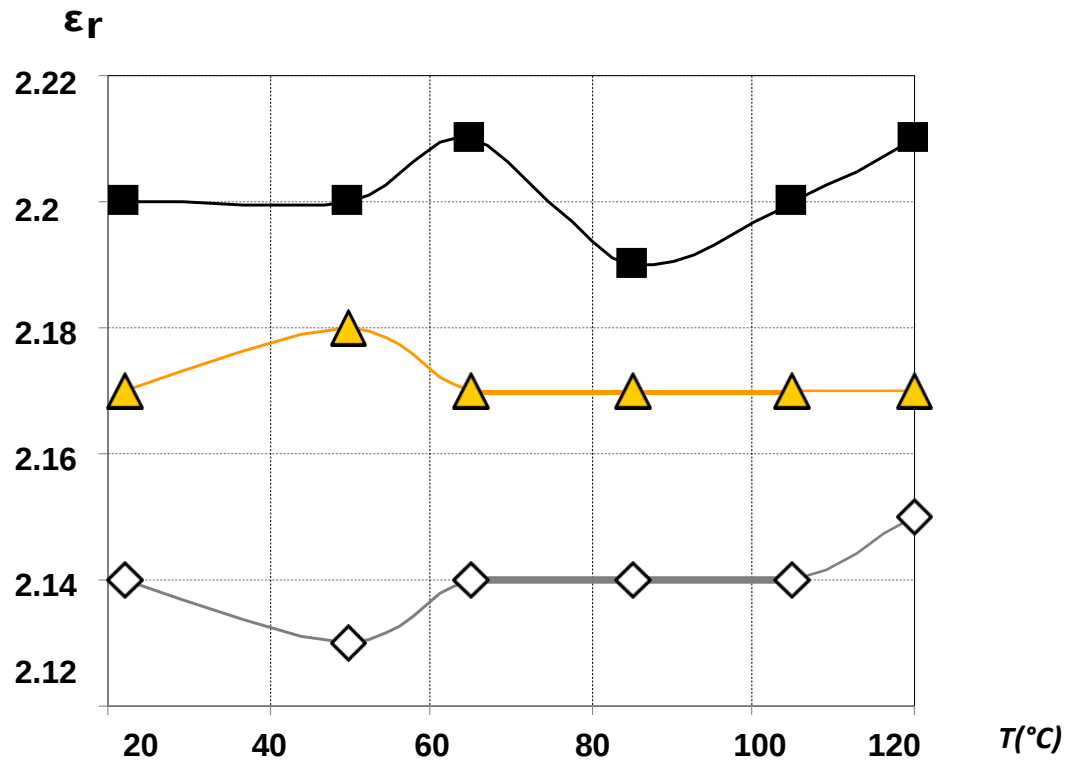


Figure (III.4.) Permittivité en fonction de la température T pour les trois huiles

III.4.4. Facteur de dissipation ($\tan \delta$) en fonction de la température

Figure (III.4.) présente les variations de $\tan \delta$ en fonction de la température pour les trois huiles étudiées. Le facteur de dissipation, de la même manière que la teneur en eau avec laquelle il est fortement lié, est affecté par la température quel que soit le régime de fréquence auquel l'huile est soumise[25]

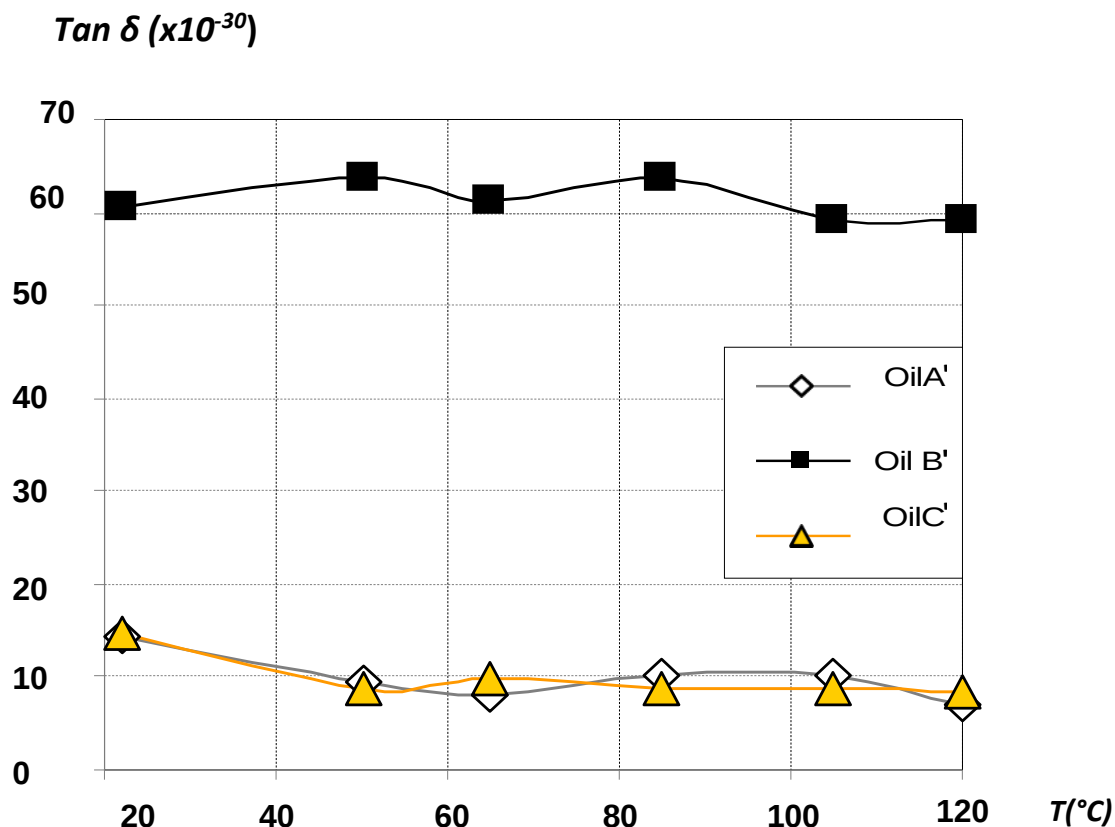


Figure (III.5.) Facteur de dissipation $\tan \delta$ en fonction de la température T pour les trois huiles

A température ambiante où la teneur en eau est relativement élevée dans les huiles A' et C' (présence de produits de vieillissement de l'huile), la valeur de $\tan \delta$ est relativement importante par rapport à celles enregistrées progressivement lorsque la température est augmentée, ce qui signifie que nous sommes en présence d'une phase aqueuse non soluble. Ainsi, la conductivité de l'eau augmente en conséquence au mouvement des particules d'eau sous l'effet du champ électrique affectant ainsi $\tan \delta$. A partir des faibles valeurs initiales de la teneur en eau dans l'huile B', l'augmentation de température ne présente pas d'effet significatif sur le facteur de dissipation. Ceci peut être aussi bien dû à la bonne miscibilité relative de l'eau dans ce liquide qu'à la présence d'autres produits contaminants dont l'effet est prédominant sur les variations de $\tan \delta$.

III.4.5. Résistivité ρ en fonction de la température

Ce paramètre dépend de l'aspect moléculaire et des particules existant dans l'huile dans le sens électrique, et sous l'effet de la polarité dans le sens physique. Dans la Figure (III.6.) sont présentées les variations de la résistivité ρ en fonction de la température.

Les résultats obtenus dans les huiles A' et C' montrent que la résistivité augmente avec la température jusqu'à $T=65^{\circ}\text{C}$ à partir de laquelle elle évolue de manière oscillante jusqu'à atteindre la valeur maximale à 120°C , signifiant que la conductivité diminue lorsque la

température est accrue. Cet effet tend à minimiser le déplacement de charge et confirme la bonne qualité de l'huile isolante. Certaines mesures ont mis en évidence une tendance à la décroissance de la résistivité, comme cela est le cas pour l'huile A à 105°C ; ceci peut être dû à l'effet de l'humidité qui est présente dans le laboratoire.

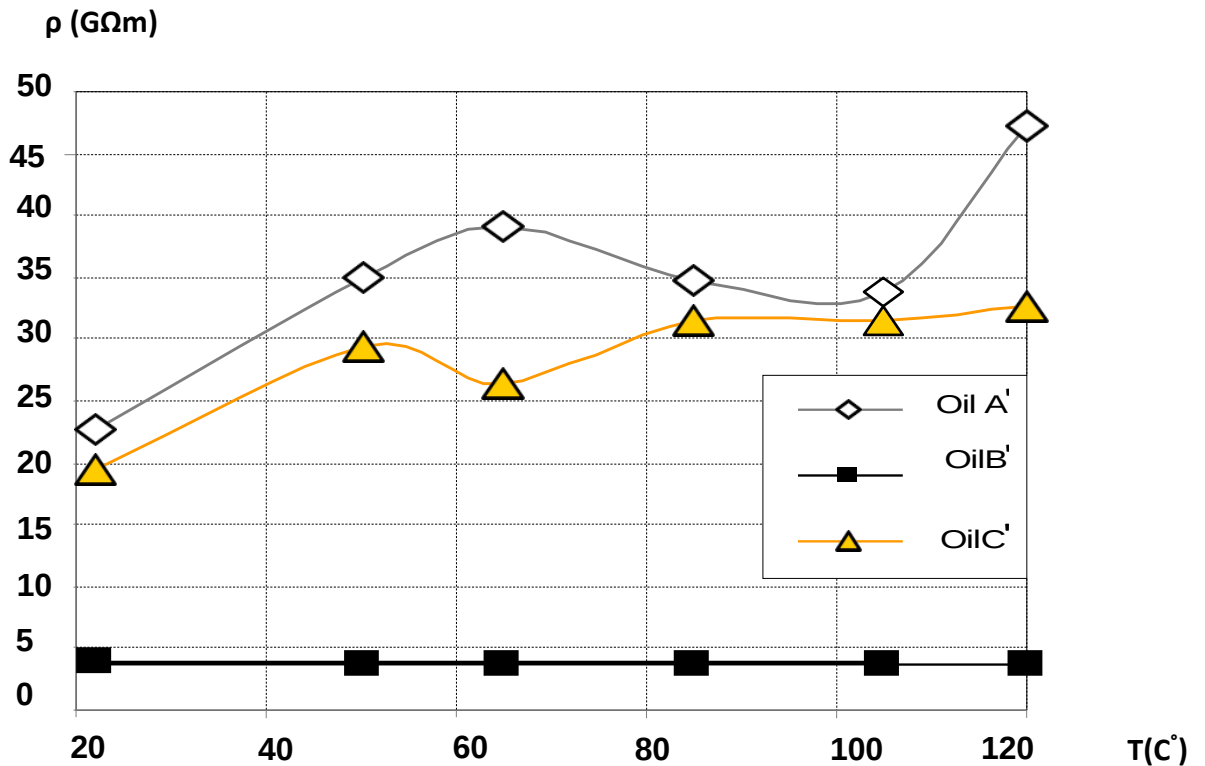


Figure (III.6.) Résistivité moyenne en fonction de la température T pour les trois huiles

Dans l'huile B', la résistivité varie de manière oscillante autour d'une valeur moyenne presque constante de 3.72 GΩm. Elle présente une faible sensibilité aux variations de la température. Son âge, relativement élevé par rapport aux huiles A' et C', agit de telle sorte que, malgré sa faible teneur en eau, sa résistance demeure faible ; suggérant ainsi que l'état de cette huile est plus dépendant d'autres contaminants.

Contrairement à la permittivité qui est une caractéristique intrinsèque de l'huile, la résistivité est l'un des paramètres qui sont fortement dépendant de l'état de l'huile. En effet, la résistivité de l'huile est influencée par la présence d'impuretés (poussières, particules, gaz et humidité) qui, même en si petite quantité de quelques ppm, ont un effet important sur les valeurs mesurées [26].

D'autre part, plus la température est augmentée, plus la viscosité du liquide est faible et plus grande sera la mobilité des ions, et ainsi plus la conductivité est accrue. Du fait que la dissociation des impuretés en ions est plus importante lorsque la température est élevée, la résistivité du liquide

devrait avoir tendance à décroître lorsque la température est augmentée. Cet effet est renforcé dans le cas de l'huile B' qui contient plus d'impuretés que les deux autres liquides, où cet effet compense la limitation de la teneur en eau. Ceci n'est pas le cas pour les huiles A' et C' où cet effet de limitation de la teneur en eau est dominant.

Malgré les bons paramètres intrinsèques présentés par l'huile C' (ϵ_r , $\tan \delta$ et ρ), cette dernière demeure inutilisable par rapport à l'huile B' qui présente seulement une meilleure rigidité diélectrique et une quantité d'humidité légèrement plus faible. Ces paramètres montrent leur incapacité de donner à eux seuls un diagnostic formel sur l'état de l'huile.

III.4. 6. Rapport des gaz dissous de l'huile C'

En dépit du fait que le transfo à partir duquel est extraite l'huile C' a subi un déclenchement Buckholtz, les seuls paramètres qui sont en dessous des recommandations des normes sont : la tension de claquage $U_d = 28.57 \text{ kV} < 50 \text{ kV}$ et la teneur en eau qui dépasse légèrement la limite recommandée ($21.52 > 20 \text{ ppm}$). A cet effet, nous avons eu recours à l'historique des gaz dissous dans cette huile. Le tableau 1 présente les résultats de l'analyse des gaz dissous pour cette huile durant les huit dernières années. Dans la **Figure (III.7.)** nous avons reporté ces résultats sur une échelle semi-logarithmique où les quantités de gaz sont exprimées en ppm. Cette figure montre de fortes quantités de CO_2 . Ce dernier, avec le monoxyde de carbone CO, est connu pour ne pas être un gaz de défaut [27] et indique clairement que l'origine du déclenchement Buckholtz est localisée dans l'isolation solide

Tableau (III.3.) Les gaz dissous en fonction de la date de traitement.

Gaz détectés	Date			
	11/2001	05/2004	07/2007	03/2008
H_2	5.0 ppm	<1.0	17.0	493.0
CO	233.0	89.0	84.0	341.0
CH_4	18.0	<1.0	6.0	121.0
CO_2	4176.0	1975.0	1724.0	1767.0
C_2H_4	48.0	33.0	61.0	204.0
C_2H_6	46.0	17.0	23.0	29.0
C_2H_2	11.0	14.0	17.0	326.0
Température huile (°C)		42.0	54.0	30.0

Le diagnostic préliminaire que l'on peut émettre est que les volumes relatifs d'acétylène et d'hydrogène sont anormaux; le transfo semble être le siège d'arcs électriques qui dépendraient beaucoup plus de l'état de l'isolation solide ou/et des points de connexion aussi bien que d'une éventuelle surtension pouvant être aussi à l'origine d'arcs électriques.

III.5. Avantages et Inconvénients des huiles minérales isolantes

III.5. 1. Avantage et utilité des huiles minérales isolantes

Les transformateurs remplis d'huile immergés ont été développés depuis plus d'un siècle.

Cette technologie est toujours très utilisée dans les transformateurs de puissance contrairement aux transformateurs de distribution, qui peuvent être secs.

Différentes raisons expliquent cette préférence:

- Par rapport aux solides, les liquides refroidissent et isolent à la fois le transformateur. Ainsi, les transformateurs immergés sont plus compacts que les transformateurs secs de même puissance.
- Les solides permettent d'obtenir des performances diélectriques équivalentes aux liquides, mais à des coûts beaucoup plus élevés.
- Les isolants solides utilisés seuls présentent des risques énormes aux décharges partielles (inclusions gazeuses) pour les niveaux de tension des transformateurs de puissance. Les analyses d'huiles (teneur en eau, analyse de gaz...etc.) permettent de diagnostiquer l'état du transformateur à moindre coût.
- Les transformateurs immergés sont moins bruyants que les secs et provoquent ainsi moins de nuisances sonores.
- L'huile minérale et particulièrement les huiles minérales naphthéniques, ont une faible viscosité comparée aux autres huiles isolantes pour transformateurs. Ceci permet une bonne évacuation de la chaleur et un démarrage à froid correct, mais aussi une bonne imprégnation des isolants celluloseux[28].

III.5.2. Inconvénients de l'utilisation et causes du vieillissement

L'un des inconvénients des huiles minérales est leur inflammabilité. En effet, ces huiles possèdent un point éclair relativement bas (entre 140 et 150°C).

Ceci pose alors un problème pour les appareils installés près de la population tels que les transformateurs de traction ou de distribution.

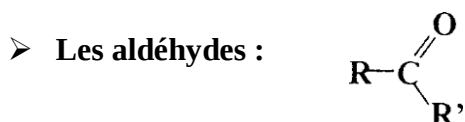
Ce problème est moins important pour les gros transformateurs de puissance qui sont en général installés loin de la population.

Cependant, il reste toujours grave du fait que ces derniers peuvent provoquer d'importants dégâts aux installations qu'ils alimentent : centrale nucléaire, industries et les particuliers.

Les principaux problèmes en rapport avec la toxicité sont liés au fait que certaines molécules poly aromatiques contenues dans les huiles minérales sont classées comme cancérigènes.

Du point de vue écotoxicité, les huiles minérales peuvent être néfastes à l'environnement lorsqu'il y a des fuites au niveau du transformateur, dans le sens où elles sont potentiellement cumulables (bioaccumulation, contamination de la chaîne alimentaire possible).

Cependant, il faut savoir que pendant la durée de vie du transformateur, les huiles s'oxydent et forment des produits secondaires de décomposition qui peuvent être polaires tels que[28] :



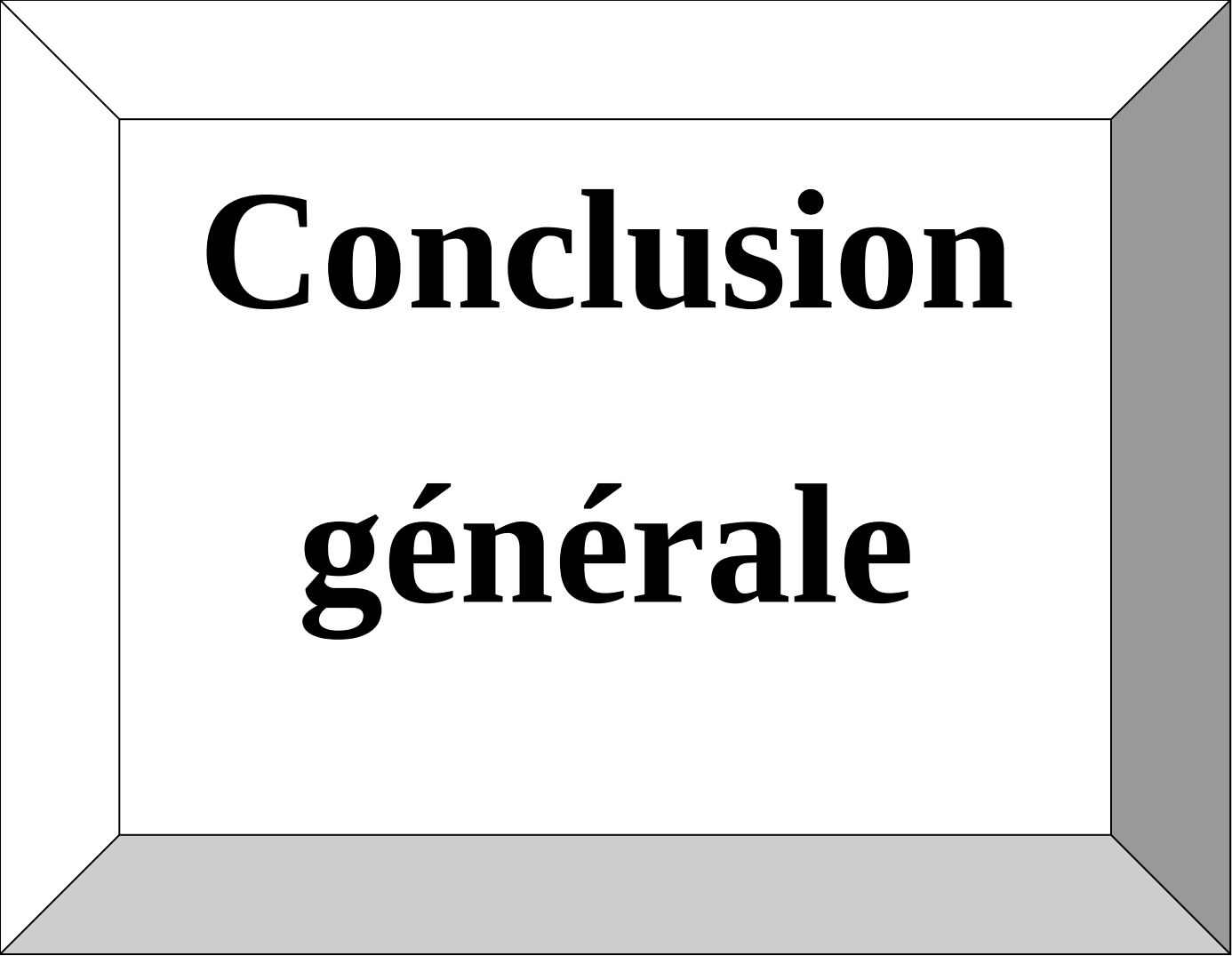
III.6. Conclusion

La température améliore de manière très sensible la rigidité diélectrique et diminue la teneur en eau pour les trois échantillons d'huile étudiés. L'huile B', bien que beaucoup plus vieille que les deux autres huiles présente une meilleure rigidité diélectrique même après avoir réduit la teneur en eau à des niveaux comparables pour les trois huiles. De plus, la présence de fortes quantités de particules dans l'huile B' (40 fois plus que l'huile A' pour les particules de 5 μm) semble ne pas avoir d'effet sur la rigidité diélectrique de cette huile.

La permittivité et le facteur de dissipation augmentent alors que la résistivité diminue avec l'âge de l'huile quelque soit la teneur en eau, sur toute la plage de température appliquée.

Pour une huile ‘jeune’ en défaut (l'huile C'), seule la chromatographie en phase gazeuse est capable de donner un diagnostic formel. Les mauvaises valeurs de la rigidité et de la teneur en eau ne sont pas suffisantes pour expliquer les raisons de la défaillance du transformateur à partir duquel cette huile est extraite.

L'eau semble être présente dans l'huile sous différentes manières. Ceci est au moins visible dans les caractéristiques des rapports des caractéristiques avant et après la série de claquages. Ce rapport est pratiquement insensible à la température pour l'huile B' alors qu'il réagit de manière différente pour les huiles A' et C'.



Conclusion

générale

Conclusion générale

Nous avons réalisé cette étude sur la protection et la maintenance de deux types de transformateur de puissance : transformateur à huile et transformateur sec au sein de l'entreprise nationale SONATRACH.

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments de réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur) lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc.

La protection réalisée au niveau de poste de transformateur à huile 66/5.5 kV sont les suivantes :

- ✓ Contre les surtensions de foudre ou de manœuvre transitoire.
- ✓ La protection masse cuve : permet de détecter tout défaut interne entre le transformateur et la masse.
- ✓ Protection contre le dégagement de gaz par l'utilisation du relais de Buchholz

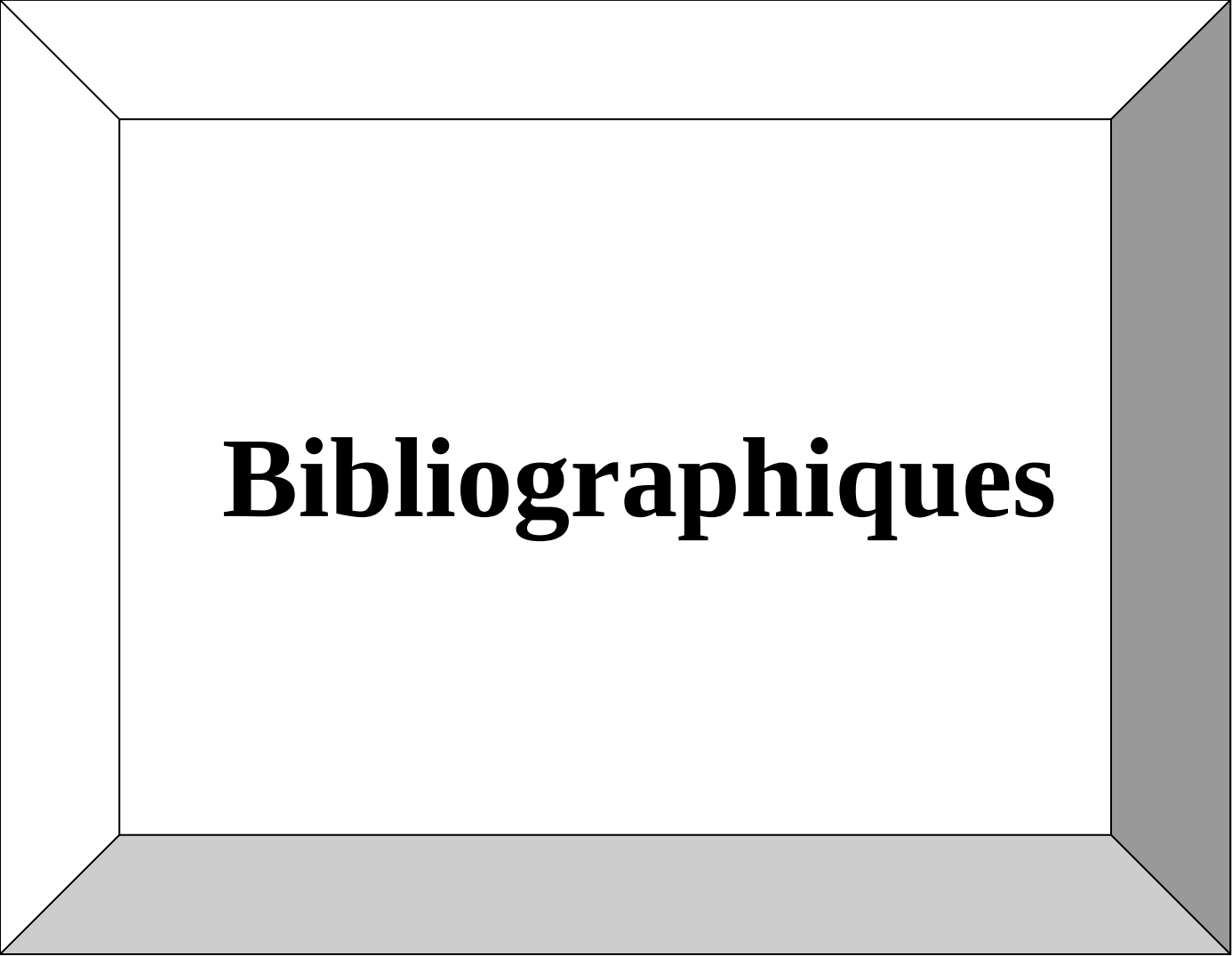
Ainsi, la maintenance au niveau de l'entreprise SONATRACH c'est la maintenance préventive pour le transformateur à huile : 66/5.5 kV qui est organisée comme suit :

- ✓ Le contrôle de niveau d'huile du transformateur à l'indicateur de niveau tout en tenant compte de la température.
- ✓ Le contrôle de l'étanchéité d'huile (relais Buchholz, vannes d'arrêt,...).
- ✓ L'appoint d'huile qui doit être réalisé par une huile neuve avec une tension de claquage supérieure à 70 kV.
- ✓ Les analyses physico-chimiques de l'huile sont utiles pour l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance.
- ✓ Mesures diélectriques est de déceler d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie.

A travers des différents essais expérimentaux que nous avons réalisés sur l'huile et les observations à travers la surveillance et le suivi durant son utilisation, il apparaît d'un point de vue technique que la dégradation progressive de celle-ci est due à la combinaison simultanée des contraintes physiques, chimiques et électriques.

L'augmentation de la teneur en eau (humidité) joue un rôle prépondérant dans l'accélération du processus de cette dégradation. Les conséquences de la présence d'humidité dans l'huile peuvent s'exprimer sous forme de :

- ✓ Diminution de la rigidité diélectrique de l'huile.
- ✓ Augmentation des pertes diélectriques à long terme.
- ✓ Diminution de la résistivité quand l'huile et l'eau sont dans la phase de miscibilité.
- ✓ Augmentation de l'acidité à long terme.

A 3D rectangular frame with a white center and gray sides. The frame is composed of a white rectangular area in the center, surrounded by a gray border. The border is formed by four gray rectangular panels, each tilted at an angle to create a 3D effect. The top and bottom panels are white, while the left and right panels are gray.

Bibliographiques

Bibliographiques

- [1] **Abdelkebir Amir, Saadi Nassim**, « Application de la Logique Floue pour le diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous », Mémoire de Master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES. Juin 2017
- [2] Document SONATRACH
- [3] **BOURGOIS.A**, « Etude du phenoménad' électrification par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance », Institut natinal polytechnique de Grenoble, Février2007.
- [4] Notice technique sur les centrales thermiques «fascicule n° 21 le transformateur » électricité de France.
- [5] **Professeur lucasne**, « exercice et problèmes d'électrotechnique notion de bases et machines électrique »
- [6]**Jean Sanchez**, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance » universitéGrenoble alpes, 2011.
- [7] **T.Noda, H.Nakamoto**, « S.Yokoyama,I Accurate Modeling of Core-TypeDistribution transformers for Electromagnetic Transient Studies »,IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17,No.4,October 2002
- [8] **LEFEVRE.A**, « Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateur » ,Ecole Polytechnique de Nantes2006.
- [9] Pauwels international service <<formation générale sur les transformateurs de puissance GRTE octobre2008>>.
- [10] **Mr ZELLAGUI Mohamed**, « Etude protection des réseaux électriques mt 30& 10 Kv », mémoire de magister université de Constantine .Juillet 2010
- [11]**YAHIOU Abdeghani**, « contribution à l'étude et à l'analyse du régime transitoire dans les transformateurs de puissance: cas du courant d'Apple », mémoire de magister, département d'électrotechnique université de Sétif .Avril 2012.
- [12] Communication technique Le transformateur, L.P. La Chauvinière
- [13]C:/User/Documents/FTP/Cifop gicque /Transformateur de puissance.doc
- [14]Document SONELGAZ, « Ecole technique de blida les transformateur de puissance ».
- [15] **BOUCHAOUI Lahcene**, « Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse de gaz dissous: application des réseaux de neurones », mémoire de magister, département d'électrotechnique université de Sétif. 2010.

- [16] **Jean Sanchez**, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance », université Grenoble alpes, 2011.
- [17] **Samuel Eke**, « Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs : esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants. Autre », Université de Lyon, 2018. Français.
- [18] Service Montages Extérieurs VA TECH JST Services
- [19] **Schenk A. et al.** « Surveillance continue des transformateurs : application des méthodes d'intelligence artificielle ». Bulletin ASE/AES, 4/00, pp 29-33, infosciences.epfl, 1 janvier 2000.
- [20] **Hasegawa T. et al.** «Development of a 275-kV liquid cooling-type gas-insulated transformer». Elect. Eng. Jpn. 1 janvier 1992. Vol. 112, n°1, p. 84- 92.
- [21] **Jashandeep Singh**, «Condition Monitoring of Power Transformer- Bibliography Survey 2» , International Journal of Engineering Science Invention Research & Development , Vol. III, Issue III, Septembre 2016.
- [22] www.f2school.com«< électrotechnique coursRésumés TP exrcices TP Examens>>
- [23] **Mr AZZEDDINE NACER**, « CARACTERISATION DES MATERIAUX DIELECTRIQUES APPLICATION A L'HUILE MINERALE DE TRANSFORMATEUR », DOCTORAT D'ETAT
- [24]**H. Moulai, A. Nacer, I. Khelfane, A. Debche**, « Water content influence on physico-chemical properties of a transformer naphtenic oil, Proceedings of the 8th IASTED international conference on Power and Energy Systems», Corfu, Greece, June 23-25 2008, pp.249-253.
- [25]**C.T. Dervos, C.D.Paraskevas, P. Skafidas, P. Vassiliou**, Dielectric characterisation of power transformer oils as a diagnostic life prediction method, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 21, No. 1, January/February 2005, pp.11-19.
- [26]**N. Berger**, « Liquides isolants en électrotechnique, présentation générale, Techniques de l'Ingénieur », D 2 470, France,5-2002.
- [27] «Guide for interpretation of gases generated in oil-immersed transformers», IEEE Std. C57.104,1991.
- [28]**Christophe Perrier**, «Etude des huiles et des mélanges à base d'huiles minérales pour transformateurs de puissance- recherche d'un mélange optimal », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, Avril2005.