

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELERCTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par

**Mohand BOUAKOUK
Ramdane HADJEBAR**

Thème

DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES

Mémoire soutenu publiquement le 24 septembre 2014 devant le jury composé de :

M Hamid SEDDIKI

MCA, UMMTO, Président

M Tahar OTMANE-CHERIF

MCA, UMMTO, Rapporteur

M Ali BECHOUCHE

MCB, UMMTO, Examineur

M AMOKRANE ANKOUR

Ingenieur d'etude sonalgaz /GRTE

REMERCIEMENTS

Au terme de notre travail, nous remercions en premier lieu le bon Dieu de nous avoir donnée la volonté, et surtout le courage de mener dans des bonnes conditions ce présent travail.

Egalement, nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr T.OUTMANE CHERIF qui nous a fait l'honneur de nous prendre sous sa responsabilité, ainsi que pour ces orientations et précieux conseils, qu'il trouve ici toutes les expressions de notre respect et gratitude.

Nous remercions ainsi vivement et du profond de cœur tout le personnel de la SONALGAZ, particulier Mr A. ANKOUR et R. KEDDACHE pour leurs contribution appréciable et leurs suivi tout au long de notre travail.

A tous ceux qui ont participé de près où de loin à la réalisation de ce mémoire.

Que monsieur le président et Messieurs les membres de jury trouvent ici l'expression de notre gratitude, de notre respect pour nous avoir fait l'honneur d'examiner et juger notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

- ❖ *Mes très chers parents ;*
- ❖ *Mes frères ;*
- ❖ *Mes sœurs ;*
- ❖ *Mon binôme et toute sa famille ;*
- ❖ *Tous mes amis(es) ;*
- ❖ *La promotion 2013-2014.*

Ramdane

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

- ❖ *Mes très chers parents ;*
- ❖ *Mes sœurs ;*
- ❖ *Mon binôme et toute sa famille ;*
- ❖ *Tous mes amis(es) ;*
- ❖ *La promotion 2013-2014.*

Mohand

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance	
I.1 introduction.....	3
I.2 le rôle de transformateur	3
I.3 principe de fonctionnement d'un transformateur	3
I.4 Classification des transformateurs	4
I.5 Principaux constituants des transformateurs de puissance.....	4
I.5.1 Circuit magnétique	4
1. Circuit magnétique à colonnes.....	4
2. Circuit magnétique cuirassé.....	5
I.5.2 Enroulements	5
1. Les bobinages concentriques	5
2. Les bobinages en galettes	5
3 Les bobinages mixtes	6
I.5.3 Groupe de couplage	6
1. Couplage étoile-étoile	6
2. Couplage triangle- étoile	7
3. Couplage étoile-zigzag	7
I.5.4 La cuve.....	8
I.5.5 Isolation et refroidissement du circuit magnétique et des enroulements.....	8
1. Refroidissement	8
2. Isolement	9
I.5.6 Accessoires	10
1. Conservateur	10
2. Système de Refroidissement	11
3. Traversée.....	11
4. Transformateur de courant (Bushings)	12
5. Les régleurs	12
I.6 Les pertes dans un transformateur	12
I.6.1 Les Pertes dans les enroulements	12
1. Les pertes par effet joule	12
2. Les pertes supplémentaires.....	13
I.6.2 Les Pertes dans le Circuit Magnétique	13
1. Pertes par Courants de Foucault	13
2. Pertes Par Hystérésis	14
I.7 Conclusion	14

SOMMAIRE

Chapitre II : les phénomènes transitoire et les protections des transformateurs

II.1 Introduction.....	15
II.2 Les phénomènes transitoires	15
II.2.1 Les courts-circuits.....	15
II.2.1.1 Les causes des courts-circuits.....	15
II.2.1.2 Conséquences des courts-circuits sur les transformateurs de puissance ..	15
a. Effets thermiques	16
b. Effets dynamiques	17
II.2.2 Les surcharges	18
II.2.2.1 Conséquences générales	18
a. Régime de charge de secours de courte durée	18
b. Régime de chargement d'urgence de longue durée	18
II.2.3 Les surtensions	20
II.2.3.1 Causes des surtensions.....	20
II.2.3.2 Conséquences des surtensions sur le transformateur	20
II.3 Protections des transformateurs.....	21
II.3.1 Protections internes	21
II.3.1.1 Soupape de surpression	21
II.3.1.2 Relais Buchholz.....	21
a. Fonction alarme.....	21
b. Fonction déclenchement.....	21
II.3.1.3 Image thermique	22
II.3.1.4 Protection de température d'huile	22
II.3.2 Protections externes	23
II.3.2.1 Transformateur d'interconnexion	23
II.3.2.1.1 Protection différentielle transformateur	23
II.3.2.1.2 Protection à maximum de courant.....	24
II.3.2.1.3 Protection de surcharge thermique	25
II.3.2.2 Transformateur de distribution.....	26
II.3.2.2.1 Protection à maximum de courant.....	26
II.3.2.2.2 Protection neutre M T	27
II.3.2.2.3 Protection terre résistante	27
II.4 Conclusion	28

Chapitre III diagnostic des transformateurs de puissance

III.1 Introduction.....	29
III.2 Les actions de diagnostic à réalisée sur les transformateurs	29
III.2.1 Analyses d'huile.....	29
III.2.1.1 Aspect et couleur	30
III.2.1.1.1 Définition et principe.....	30

SOMMAIRE

III.2.1.1.2 Appareillages	30
III.2.1.1.3 Le mode opératoire	31
III.2.1.2 Détermination de la tension de claquage	31
III.2.1.2.1 Définition et principe.....	31
III.2.1.2.2 Appareillages	31
III.2.1.2.3 Le mode opératoire	32
III.2.1.3 Détermination de la teneur en eau	32
III.2.1.3.1 Définition et principe.....	32
III.2.1.3.2 Appareillages	33
III.2.1.3.3 Le mode opératoire	33
III.2.1.4 Indice de neutralisation de l'huile	34
III.2.1.4.1 Définition et principe.....	34
III.2.1.4.2 Le mode opératoire	34
III.2.1.4.2.1 Détermination de l'acidité totale	34
III.2.1.4.2.2 détermination de l'indice de l'acidité (par dosage).....	34
III.2.1.5 Détermination de facteur de dissipation diélectrique $\tan \delta$	35
III.2.1.5.1 Définition et principe.....	35
III.2.1.5.2 Appareillages	35
III.2.1.5.3 Le mode opératoire	36
III.2.1.6 Analyse des particules	37
III.2.1.6.1 Définition et principe.....	37
III.2.1.6.2 Appareillages	37
III.2.1.6.3 Exploitation des résultats	37
III.2.1.7 Analyse des gaz dissous dans l'huile.....	38
III.2.1.7.1 Définition et principe.....	38
III.2.1.7.2 Echantillonnage de l'huile	38
III.2.1.7. 3 Appareillages	38
III.2.1.7.4 Le mode opératoire	39
III.2.1.7.5 Méthode d'interprétation	39
III.2.1.7.5.1 Méthode des gaz clés	39
III.2.1.7.5.2 Méthode par CEI 60599.....	40
III.2.1.7.5.3 Méthode DUVAL.....	40
III.2.1.7.5.4 La vitesse typique d'accroissement des gaz	41
III.2.1.8 Analyse des furanes.....	42
III.2.1.8.1 Définition et principe.....	42
III.2.1.8.2 Interprétation des analyses des dérivés furaniques.....	43
III.2.2 Mesures électriques et diélectriques	43
III.2.2.1 Mesures électriques	43
III.2.2.1.1 Mesure de courant à vide.....	43
III.2.2.1.2 Mesure de rapport de transformation	44

SOMMAIRE

III.2.2.1.2.1 Mode de mesure du rapport du transformateur et du courant à vide	44
III.2.2.1.3 Mesure de la réactance de fuite.....	44
III.2.2.1.4 Mesure de la résistance des enroulements.....	45
III.2.2.1.5 Interprétation des résultats des essais électriques.....	46
III.2.2.2 Mesures diélectriques	46
III.2.2.2.1 Mesures d'isolement	46
III.2.2.2.2 Mesure de la capacité et du facteur de dissipation.....	47
III.2.2.2.3 Mesure de la capacité des bornes.....	48
III.2.3 Analyse par réponse fréquentielle (FRA).....	48
III.2.3.1 Quand faut –il faire un teste FRA	49
III.2.3.2 Mode opératoire de mesure FRA	49
III.2.3.3 Mesure	50
III.2.3.4 Méthode de mesure FRA.....	50
III.2.3.4.1 Essai entre extrémités	50
III.2.3.4.2 Essai en court- circuit	51
III.2.3.4.3 Essai capacitif entre enroulement	51
III.2.3.4.4 Essai inductif entre enroulement	52
III.2.3.5 Méthodes d'interprétation.....	52
III.2.3.5.1 Interprétation méthodologique	52
III.2.3.5.2 Domaine de fréquences pour les interprétations	52
III.2.4 Inspection visuelle	53
III.2.4.1 Inspection extérieure du transformateur.....	53
III.2.4.2 Inspection intérieure de la partie active	53
III.2.5 Organigramme de diagnostic des transformateurs de puissances	54
III.2.6 Conclusion	56

Chapitre III : Etude expérimentale

IV.1 Introduction	57
IV.2.1 Analyse des gaz dissous	57
IV.2.1.1 Analyse des résultats	58
IV.2.1.2 Calculs des rapports des gaz par la méthode de la CEI 60599	58
IV.2.2 Analyse des furanes	58
IV.2.3 Mesures électriques et diélectriques.....	58
IV.2.3.1 Mesure de résistance d'isolement des enroulements	58
IV.2.3.2 Mesure résistance d'isolement du circuit magnétique	58
IV.2.3.3 Mesure du courant à vide	59

SOMMAIRE

IV.2.3.4 Mesure du rapport de transformation.....	59
IV.2.3.5 Mesure de résistance ohmique des enroulements.....	60
IV.2.3.6 Interprétation des résultats des essais électriques.....	60
IV.2.4 Inspection visuelle	61
IV.2.5 Analyse de l'incident et conclusion.....	62
IV.3 Simulation d'un diagnostique par logiciel	62
CONCLUSION GENERALE	65
BIBLIOGRAPHIE	
ANNEXE	



Introduction

Générale

Introduction générale

Les transformateurs de puissance sont des éléments du réseau d'une importance stratégique, leur coût et leur rôle au sein des réseaux de transport en font des équipements de première importance.

En effet, les indisponibilités des transformateurs qu'elles soient planifiées, dans un but de maintenance, ou bien non planifiées causées par une panne sont sources de contraintes sur le réseau de transport voir d'indisponibilité en fourniture de l'électricité pour les clients du réseau.

Afin de réduire au maximum ces indisponibilités, SONELGAZ à travers sa filiale GRTE (Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité), utilise des outils de diagnostic devant permettre d'une part de réduire la maintenance systématique au profit de la maintenance conditionnelle (réduction des indisponibilités pour maintenance), mais d'autre part de statuer sur l'état des transformateurs en cas de panne en répondant à des questions primordiales pour l'exploitant de cet équipement, telles que : Ce transformateur peut il être remis en service ? Quelle est sa condition, est il en fin de vie ? Doit-il être retiré de l'exploitation pour une expertise plus approfondie ?

Il est bien entendu qu'il faut répondre à ces questions quelque fois dans des délais assez courts avant de découvrir ou d'ouvrir le transformateur pour connaître son état exact.

Les outils de diagnostic utilisés sont assez nombreux (mesures électriques, diélectriques, analyse d'huile,...) et donnent des informations diversifiées sur l'état du transformateur mais une mesure qu'elle soit électrique ou diélectrique ne peut pas à elle seule donner une information claire sur l'état du transformateur. Les résultats sont divers et jamais prédictibles et les conclusions tirées dépendent pour beaucoup de l'expérience et du savoir faire de la personne qui réalise l'interprétation.

L'objectif de ce travail et d'une part :

- De se familiariser avec ces différents outils de diagnostic tels que les analyses des huiles (physicochimiques, chromatographiques, furanes), les mesures diélectriques (isolement, capacité, tangente delta,.....) et électriques (rapport de transformation, résistance des enroulements, courant magnétisant, impédance de court-circuit, réponse en fréquence).
- Et d'autre part de faire la corrélation entre les résultats des différentes mesures afin d'aider l'exploitant dans l'analyse de l'état du transformateur, en mettant à sa disposition des ordigrammes ou diagrammes décisionnelles qui peuvent le guider dans la recherche des défaillances et de leurs causes donc, dans la prise de décision concernant cet équipement.

Le travail est structuré selon un premier chapitre sur les généralités des transformateurs de puissance.

Introduction générale

Le deuxième chapitre traite les phénomènes transitoires sur le transformateur ainsi que les dispositifs de protection prévus.

Le troisième chapitre concerne le diagnostic des transformateurs en détaillent toute les procédures d'essais avec interprétation.

Le dernier chapitre traite un exemple pratique de transformateur en défaut.

Chapitre I :

***Généralités sur les
transformateurs de puissance***

I.1 Introduction

On appelle transformateur un convertisseur statique à induction comportant 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.

Les transformateurs, en tant qu'élevateurs, sont des éléments qui permettent de réaliser le transport des grandes puissances de façon économique en réduisant les pertes d'énergies, les sections des câbles ainsi que la taille des pylônes. Quand ils sont abaisseurs, ils adaptent la tension à des valeurs adéquates pour assurer l'alimentation permanente des consommateurs en toute sécurité.

I.2 Le rôle de transformateur

Un transformateur est un convertisseur qui permet de modifier les valeurs de la tension et de l'intensité du courant délivrées par une source électrique alternative en un système de tension et de courant de valeurs différentes mais de même fréquence et de même forme. Il est constitué d'un noyau ferromagnétique, sur lequel sont bobinés deux enroulements. L'énergie est transférée du primaire au secondaire par l'intermédiaire du circuit magnétique.

I.3 Principe de fonctionnement de transformateur

En vertu de la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps au de changement ($d\phi/dt$) et du nombre de spire que comporte cet enroulement.

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

I.4 Classification des transformateurs

- **Par leurs fonctions :** Élevateur/abaisseur, de Puissance, de courant, de potentiel.
- **Par leurs services :** Transformateurs de génération, transformateurs de postes (interconnexion, distribution), transformateurs spéciaux (Traction, Fours, déphaseurs).
- **Par leurs constructions :** A colonnes, cuirassés.
- **Par leurs nombre de phases :** Triphasé, Monophasé.
- **Par type d'isolation :** Les transformateurs peuvent être classés par le type d'isolation de la partie active, les types d'isolation sont :
 - ✓ Transformateurs immergés.
 - ✓ Transformateurs secs.

- **Par type de respiration** : Deux principes sont utilisés :
 - ✓ Transformateurs dits « respirant ».
 - ✓ Transformateurs dits « hermétique ».
- **Par le nombre d'enroulement** : Transformateur de puissance avec Tertiaire.

I.5 Principaux constituants des transformateurs de puissance

En triphasé, le circuit magnétique comporte généralement trois colonnes. Sur chaque colonne, un enroulement primaire est concentrique avec un enroulement secondaire.

En fonction des couplages utilisés, il est adopté des barrettes pour assurer les connexions des enroulements.

I.5.1 Circuit magnétique

Le circuit magnétique peut avoir différentes formes:

1. Circuit magnétique à colonnes

Formés par un empilage de tôles décalées avec des noyaux reliés par deux culasses.

Ils peuvent être à trois ou à cinq colonnes (figure I.1).

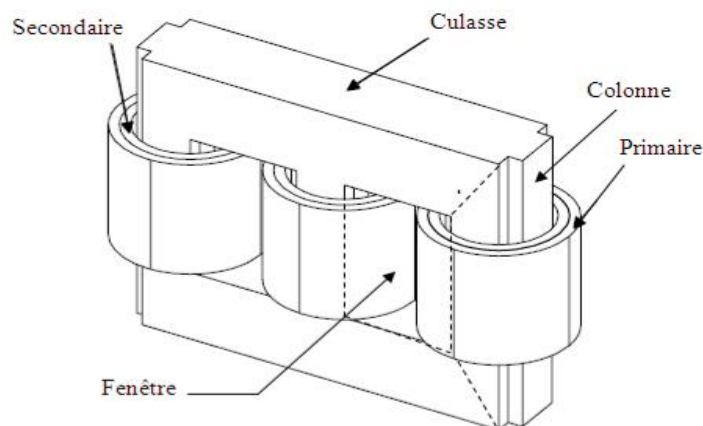


Fig. I.1 CM à colonnes

2. Circuit magnétique cuirassé

Cette technologie est simple, sûre et flexible, permet de résoudre tous les problèmes liés aux contraintes mécaniques, thermiques, diélectriques, électrodynamiques et spécifiques des transformateurs de grandes puissances, cependant elle est coûteuse (figure I.2).

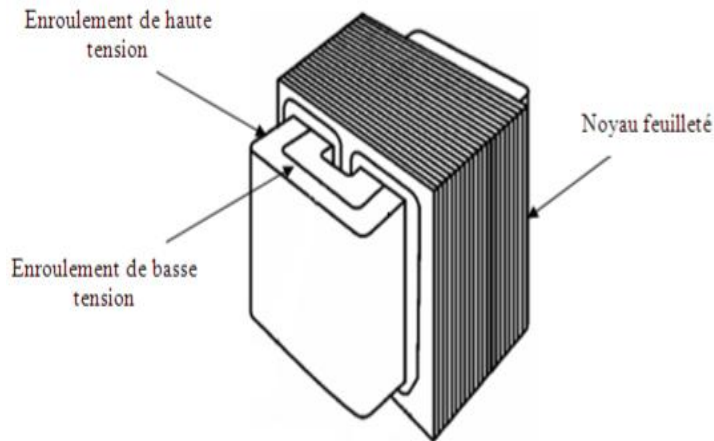


Fig. I.2 CM cuirassé

I.5.2 Enroulements

La réalisation des bobinages s'effectue sous plusieurs formes, on trouve :

1. Les bobinages concentriques

Les enroulements sont constitués de deux bobines cylindriques concentriques.

2. Les bobinages en galettes

Les enroulements sont constitués de galettes superposées et alternées appartenant successivement au primaire et au secondaire, et séparées les une des autres par une rondelle isolante (figure I.3).

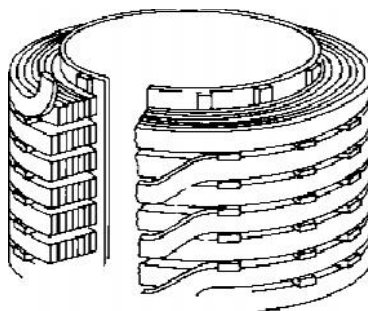


Fig. I.3 Bobinages en galettes

3. Les bobinages mixtes

C'est un mélange entre les deux premiers bobinages (galette et concentrique), le bobinage est concentrique mais l'enroulement HT est en galette.

1.5.3 Groupe de couplage

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension. L'enroulement haute tension d'un transformateur triphasé de nombre de spires N_1 peut être connecté en étoile (symbole Y) ou en triangle (symbole D). L'enroulement basse tension avec un nombre de spires N_2 peut être connecté en étoile (symbole y). En triangle (symbole d) ou en zigzag (symbole z). Les systèmes des tensions du primaire et du secondaire d'un transformateur triphasé sont en générale déphasés avec un angle θ . Comme cet angle est multiple de $\frac{\pi}{6}$, on définit l'indice horaire par :

$$I = \theta / (\pi/6).$$

Trois couplages sont particulièrement utilisés en pratique : ce sont les couplages normalisés Yy 0, Dy 11, Yz 11

1. Couplage étoile-étoile

Pour le couplage étoile-étoile, les tensions aux bornes des bobines du primaire et du secondaire de la même colonne sont des tensions simples (fig. 1.4-a). Ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (fig. 1.4-b). Le rapport de transformation est $m = N_2/N_1$.

Le déphasage de basse tension par rapport à la haute tension est nul, ce qui donne un indice horaire $I=0$.

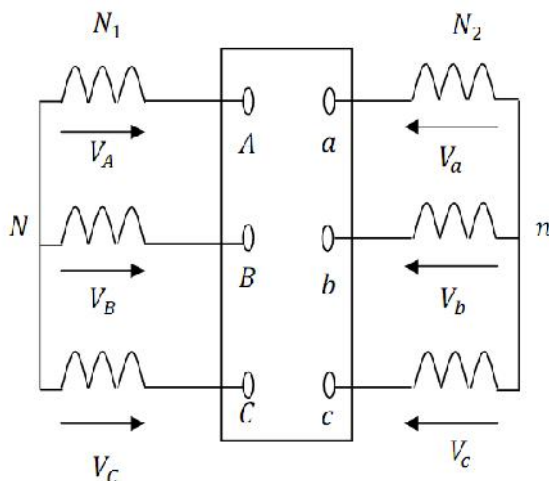


Fig. I.4-a: Couplage Yy0

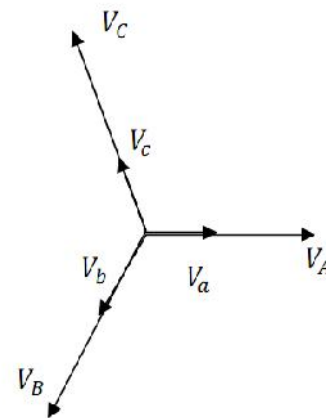


Fig. I.4-b: Diagramme vectoriel

2. Couplage triangle-étoile

Pour le couplage triangle, la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension composée, alors que la tension aux bornes de la phase correspondante du secondaire est une tension simple (fig.1.5-a). Le rapport de transformation est $m= 3.(N_2/N_1)$. Le déphasage entre les tensions du primaire et le secondaire est de $(-\pi/6)$, ce qui veut dire l'indice horaire est I = 11 (Fig. 1.5-b).

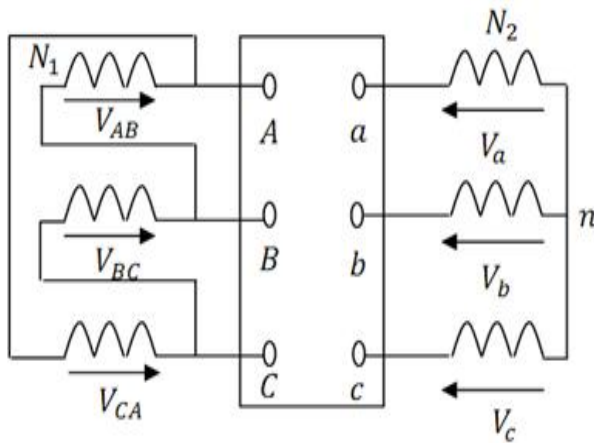


Fig. I.5-a: Couplage Dy11

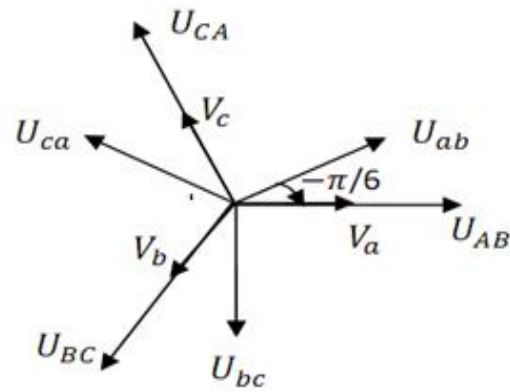


Fig. I.5-b: Diagramme vectoriel

3. Couplage étoile-zigzag

Pour le couplage étoile zigzag (fig. 1.6-a), la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension simple, alors qu'une tension aux bornes d'une phase du secondaire est la somme des deux tensions aux bornes de demi bobines ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (fig. 1.6-b). Le rapport de transformation est $m=\sqrt{3}.(N_2/N_1)$.

Le déphasage entre les tensions est de $(-\pi/6)$, en choisissant la première détermination position positif de l'angle, ce qui veut dire l'indice horaire est I=11.

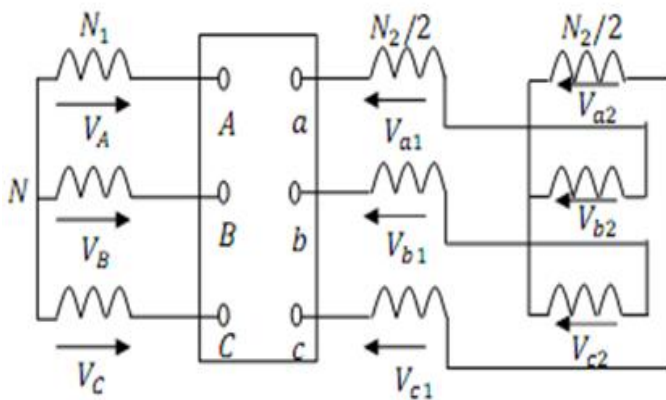


Fig. I.6-a: Couplage Yz11

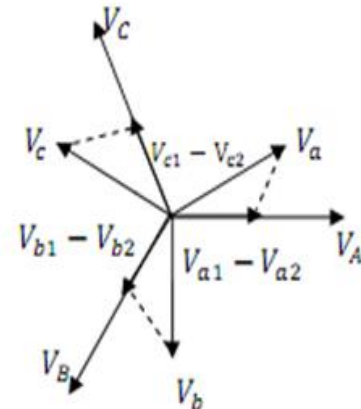


Fig. I.6-b: Diagramme vectoriel

I.5.4 La cuve

La cuve sert de réservoir d'huile dans les transformateurs immergés. Elle est généralement en tôles pliées pour former des ondes qui favorisent l'échange thermique avec l'extérieur. La profondeur et la période de ces ondulations dépendent de la puissance du transformateur. La cuve joue le rôle d'isolation en empêchant l'accès aux parties actives du transformateur. Le circuit magnétique est isolé de la cuve, qui est elle-même reliée à la terre.

La cuve est généralement en tôle d'acier à joints soudés ou boulonnés. On distingue deux types de cuves :

Cuve classique : Partie active fixée au couvercle.

Cuve à cloche : Partie active maintenue en fond de cuve.

I.5.5 Isolation et refroidissement du circuit magnétique et des enroulements

1. Refroidissement

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes, dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments principaux :

- Le circuit magnétique: Ces pertes dépendent de l'induction c'est-à-dire de la tension appliquée.
- Les enroulements: Les pertes cuivre qui dépendent du courant de charge.

En dernier lieu, les flux de fuites sont susceptibles d'induire dans les pièces avoisinantes non actives (pièces de serrage, cuve, couvercle) des courants de Foucault qui entraînent des pertes parasites.

Toutes ces pertes, ont pour conséquence un échauffement du transformateur, ce qui nécessite la mise en œuvre de moyens de réfrigération adéquat.

- **Modes de Refroidissement**

Le mode de refroidissement est désigné par le constructeur au moyen de quatre lettres, le tableau suivant indique la disposition des symboles :

Tableau I.1 Disposition des symboles

1 ^{ère} lettre	2 ^{ème} lettre	3 ^{ème} lettre	4 ^{ème} lettre
Nature du diélectrique	Mode de circulation du diélectrique	Fluide de refroidissement	Mode de circulation de fluide
O : Huile minérale L : Diélectrique chloré G : Gaz A : Air S : Isolant solide	N : Naturel F : Forcée D : Forcée et dirigée dans les enroulements	Mêmes symboles que pour la 1 ^{ère} lettre	Mêmes symboles que pour la 2 ^{ème} lettre.

Ils existent différents modes de refroidissement d'huile à savoir : **ONAN**, **ONAF**, **OFAF**, **ODAF** (figure I.7).

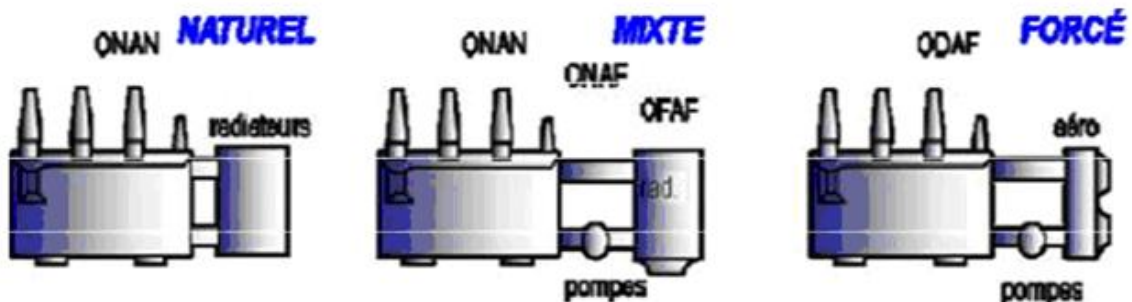


Fig. I.7 Modes de Refroidissement

2. Isolement

Dans la partie active d'un transformateur, entre les éléments portés à des potentiels électriques différents, l'isolement est assuré par des isolants sous deux états :

- **Isolants Solides**

Les isolants solides comprennent deux catégories :

1°/ Les isolants organiques qui se carbonisent à température élevée pour les transformateurs immergés dans un diélectrique liquide.

Ces isolants appartiennent à la classe A. (papier, carton, toile ...)

Ces matériaux doivent présenter un ensemble de caractéristiques mécaniques, électriques et thermiques qui garantissent leur comportement correct à la température limite (105 °C).

Ils servent à torsader les conducteurs et à fabriquer des cylindres isolants (Presspahn, kraft).

La rigidité d'un diélectrique est liée à plusieurs facteurs à savoir l'épaisseur, la température, la fréquence et la durée d'application de la tension.

2°/ Les isolants minéraux qui résistent aux températures élevées (porcelaine), servent à protéger les bornes de liaisons.

- **Isolants liquides**

L'huile isolante est l'un des composants les plus importants dans la conception des transformateurs, en particulier dans les transformateurs de haute tension. Elle doit être conforme à la Norme **CEI 296**.

Le choix d'une huile isolante dépend de certaines caractéristiques physico-chimiques fondamentales qui garantissent une isolation convenable en exploitation.

Ces caractéristiques sont :

- Une rigidité électrique élevée afin de supporter les contraintes électriques en service.
- Une viscosité suffisamment faible pour ne pas freiner la circulation ni diminuer le transfert de chaleur.
- Des propriétés d'écoulement à basses températures appropriées et pour les conditions climatiques les plus basses.
- Une résistance à l'oxydation convenable, afin d'assurer une longue durée de service.

I.5.6 Accessoires

1. Conservateur

Le conservateur sous forme de citerne est un dispositif important pour les transformateurs, dits 'respirant', il n'est pas rempli complètement d'huile. La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant ou l'azote déshumidifié grâce au dessiccateur '**conservateur classique**' ou séparée par une paroi étanche souple '**conservateur à diaphragme**' (figure I.8).

Le conservateur peut avoir deux compartiments séparés:

- Le compartiment principal pour le transformateur lui-même.
- Le compartiment secondaire pour le régleur en charge (commutateur).

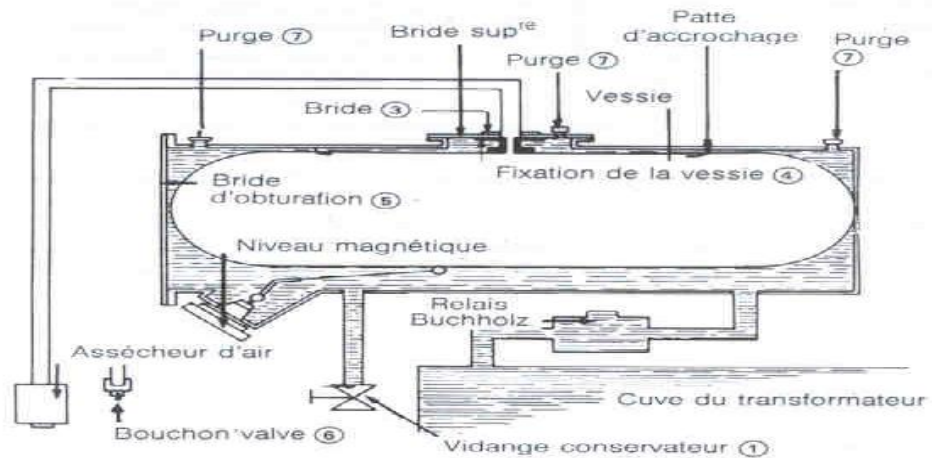


Fig.09 : Conservateur a deux compartiments séparés.

○ Assécher ‘le dessiccateur d’air’

Le dessiccateur d’air est un appareil à travers lequel les échanges avec l’extérieur se font. Il comprend du gel de silice (silicagel), qui change de couleur lorsqu’il est chargé d’humidité.

2. Système de Refroidissement

Le système de refroidissement est composé de : Radiateurs, ventilateurs, pompes et de système d’asservissement.

La mise en route du fonctionnement des ventilateurs et des pompes est asservie par l’élévation de la température de l’huile du transformateur mesurée au moyen de thermostats.

3. Traversée

Elle se présente sous la forme monobloc composée d’un tube en cuivre qui constitue l’ossature de la traversée et sur lequel sera fixés le corps isolant de porcelaine, de la prise supérieure et la bride de fixation. Le corps isolant est composé de papier roulé avec interposition d’électrodes pour répartir linéairement le champ électrique (figure I.9).



Fig. I.10 Traversée

Il existe deux types de traversées :

- **Type sec** : la partie active dans la porcelaine n'est pas enrobée avec du papier.
- **Type condensateur à l'huile** : la partie active dans la porcelaine est enrobée avec du papier

4. Transformateur de courant (Bushings)

Le transformateur de courant « Bushings » donne l'image du courant de haute tension en basse tension. Il permet d'alimenter les appareils de protection et de mesure du transformateur. Il est monté sur chaque phase du transformateur de puissance.

5. Les régleurs

Il existe deux types : régleurs en charge et à vide. Un transformateur peut être équipé d'un ou plusieurs régleurs qui peuvent être mono ou triphasé.

- **Régleurs en charge**

Le régulateur en charge permet de réguler la tension secondaire du transformateur sans la mise hors tension de ce dernier.

Le régulateur en charge peut être commandé automatiquement par l'action d'un régulateur de tension ou manuellement par l'action de l'exploitant en fonction des orientations du centre de conduite.

Les éléments essentiels du régulateur en charge sont : la tête ; le Récipient d'huile ; le Commutateur et le sélecteur de prises.

Le commutateur du régulateur en charge peut être en contact direct avec l'huile du transformateur (régulateur en charge non séparé), ou séparé, le commutateur est logé dans un bâti distinct du reste du transformateur.

- **Régulateur à vide**

Ce régulateur est manœuvré toujours à vide

I.6 Les pertes dans un transformateur

La conversion de l'énergie dans un transformateur s'accompagne de diverses pertes qui déterminent le niveau de l'échauffement et le rendement.

I.6.1 Les Pertes dans les enroulements

1. Les pertes par effets joule

Les pertes par effets joules dans les enroulements sont appelées également pertes cuivre, elles dépendent de la résistance de ces enroulements et de l'intensité du courant qui les traverse, elles sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant.

$$P_J = \sum_i R_i I_i^2 \quad (I.1)$$

R_i : Résistance de l'enroulement,

I_i : Intensité du courant qui le traverse.

Les pertes par effets joules, fonction du courant imposé augmentent avec la résistance et la température.

2. Les pertes supplémentaires

Ce sont des pertes dues aux courants de Foucault dans les enroulements ou dans les pièces métalliques avoisinantes.

$$P_{cc} = P_j + P_s \quad \longrightarrow P_s = P_{cc} - P_j \quad (I.2)$$

P_{cc} : ce sont les pertes dues à la charge.

Les pertes supplémentaires, fonction de la tension induite, varient en sens inverse que les pertes joule.

I.6.2 Les Pertes dans le Circuit Magnétique

Les pertes dans le fer comprennent les pertes par courant de Foucault et les pertes par hystérésis.

1. Les Pertes par Courants de Foucault

Le circuit magnétique à une induction sinusoïdal "B" est le siège des courants induits appelés courants de Foucault.

Ces courants qui circulent dans des plans perpendiculaires aux lignes d'induction tendent à s'enrouler autour de ces lignes.

Ils produisent par effet joule un dégagement de chaleur dans le circuit magnétique, ces pertes sont données par la relation suivante :

$$P = K. (1 / e^2 B_m^2 f^2) \quad W/kg \quad (I.3)$$

* B_m : Induction max (T).

* f : Fréquence (HZ).

* e : Epaisseur de la masse (m).

* K : Coefficient déterminé par mesure sur un échantillon.

* : Résistivité (m).

Pour réduire ces pertes, on est amené à utiliser des tôles minces isolées entre elles.

2. Les Pertes Par Hystérésis

La surface du cycle d'hystérésis s'exprime en joule /m³. Elle correspond à un échauffement du matériau dû aux frottements des moments magnétiques.

Ainsi la puissance perdue par hystérésis est donnée par :

$$P_h = f V S_h = f V (B_{max})^2 \quad (I.4)$$

- f : est la fréquence de l'excitation magnétique
- V : est le volume de fer subissant le cycle
- S_h : est la surface du cycle qu'on admet être proportionnelle à $(B_{max})^2$

Pour les réduire, on doit utiliser des tôles de qualité, qui ont des cycles d'hystérésis très étroits.

I.7 Conclusion

Le transformateur de puissance est une machine électrique statique qui permet la conversion de l'énergie électrique basé sur la loi de l'induction électromagnétique.

Chacun des éléments constitutifs a un rôle bien déterminé pour garantir un fonctionnement permanent avec une qualité d'alimentation correcte et un rendement optimal.

Dans les réseaux d'exploitations, les transformateurs de puissance sont soumis à des nombreuses contraintes lors de leur fonctionnement. Ces contraintes perturbent le fonctionnement du transformateur et peuvent parfois s'avérer destructives. C'est la raison pour laquelle on installe des protections pour sauvegarder la bonne marche des transformateurs suivant un plan de protection fiable.

Chapitre II :

***Les phénomènes transitoires
et les protections des
transformateurs***

II.1 Introduction

Les transformateurs de puissances subissent des contraintes importantes lors des défauts surgissant sur les réseaux électriques.

Les conséquences de ces défauts affectent directement la durée de vie des transformateurs et parfois même provoquent des dégâts dont les coûts sont difficilement supportables par les exploitants des réseaux.

A cet effet, des dispositifs doivent être prévus sur ces transformateurs afin de limiter les conséquences de ces perturbations sur le fonctionnement des transformateurs.

II.2 Les phénomènes transitoires

Les phénomènes qui affectent le plus souvent les transformateurs sont cités ci-dessous :

- ✓ Les courts-circuits.
- ✓ Les surcharges.
- ✓ Les surtensions.

II.2.1 Les courts-circuits [14]

Le court circuit est souvent dû à une défaillance électrique importante comme la rupture d'un isolant. Il en résulte un courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée (typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal de l'installation).

II.2.1.1 Les causes des courts-circuits

- Dégradation des isolants.
- Dégradation de la qualité de surface.
- Dégradation thermique.
- Décharges partielles dans les vacuoles (micro poche à l'intérieur des isolants).
- Diminution accidentelle de la distance d'isolement.
- Les surtensions.

II.2.1.2 Conséquences des courts-circuits sur les transformateurs de puissance

- ✓ Des échauffements excessifs qui s'accumulent et pouvant s'avérer destructifs si la tenue thermique venait à être dépassée. Cet effet d'accumulation n'est pas constaté en cas de situation de charge normale durant laquelle le processus est lent et l'échange de température avec l'air ambiant n'a pas le temps de se réaliser.
- ✓ Les courants de défauts détériorent les caractéristiques des isolants par suite d'augmentation de température. Les isolants perdent leurs propriétés de façon irréversible, avec pour conséquence la création de points faibles sièges de futurs défauts.
- ✓ Incendie au niveau de l'arc du court-circuit.
- ✓ Échauffement des circuits magnétiques.
- ✓ Échauffement sur le trajet du courant de court-circuit.
- ✓ Des efforts électrodynamiques importants qui peuvent être à l'origine de la dislocation ou la déformation des enroulements des transformateurs.
- ✓ Les courants de défaut réduisent les capacités mécaniques du conducteur (rupture des conducteurs).

Un transformateur qui subit un court-circuit sera exposé à deux effets physiques :

a) Effets thermiques [37]

Le passage du courant de court-circuit dans les transformateurs crée des échauffements excessifs. L'effet thermique est tellement rapide que le transformateur n'a pas le temps de dégager la chaleur excessive accumulée à l'intérieur, car le processus de refroidissement est lent. Cela a des conséquences négatives sur le transformateur.

L'effet thermique provoqué par le courant de court-circuit ne doit pas dépasser la tenue thermique du transformateur qui est donnée comme suit :

$$= I^2 * t \quad [A^2 * s] \quad (II.1)$$

Où :

t : le temps maximum de réaction des protections (ce temps est estimé à 2s : voir norme CEI 60076).

I : est la valeur du courant symétrique qui est donné par l'expression suivante :

$$I = \frac{U}{\sqrt{3} * (Z_s + Z_t)} \quad [kA] \quad (II.2)$$

Z_s : L'impédance de court-circuit du réseau.

Z_t : L'impédance de court-circuit du transformateur assimilée à l'enroulement étudié.

U : la tension assignée de l'enroulement considéré, kV.

La température moyenne θ_1 de chaque enroulement, après le passage du courant de court-circuit symétrique I de valeur et de durée spécifiée, se calcule suivant la formule :

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 * (\theta_0 + 235)}{\frac{106000}{J^2 * t} - 1} \quad \text{pour le cuivre.} \quad (II.3)$$

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 * (\theta_0 + 225)}{\frac{45700}{J^2 * t} - 1} \quad \text{pour l'aluminium.} \quad (II.4)$$

Où :

θ_0 : la température d'enroulement initiale (somme de la température ambiante et l'échauffement correspondant de l'enroulement au régime assigné), en (°C).

J : la densité de courant de court-circuit en ampère par millimètre carré (A /mm²), basée sur la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique.

t : la durée, en second (S).

Le tableau II.1 suivant, donne les valeurs maximales admissibles de la température moyenne de chaque enroulement après court-circuit.

Tableau II.1 La température moyenne d'enroulement après court-circuit

Type de transformateur	Température de système de refroidissement °C Et Classe thermique	Valeur maximale de température °C	
		cuivre	Aluminium
immergé dans l'huile	105 (A)	250	200
Sec	105 (A)	180	180
	120 (E)	250	200
	130 (B)	350	200
	155 (F)	350	200
	180 (H)	350	200
	200	350	200
	220	350	200

b) Effets dynamiques [38]

Un transformateur parcouru par un courant de court-circuit est le siège de forces électrodynamiques très importantes qui sont à l'origine de la déformation géométrique du transformateur.

On définit alors la tenue dynamique du transformateur par l'expression :

$$i = I * k * \sqrt{2} \quad (\text{II.5})$$

Où :

$\sqrt{2} I$: le courant maximum de court-circuit symétrique.

k : le coefficient de choc, qui dépend du rapport R/X suivant la relation :

$$k = 1 + \exp(-0.01/Ta) \quad (\text{II.6})$$

tel que : $Ta = R/X$

R : résistance de court-circuit
X : réactance de court-circuit

Le coefficient de choc k varie en fonction du rapport R/X suivant la courbe ci-dessous : (Fig.II.1).

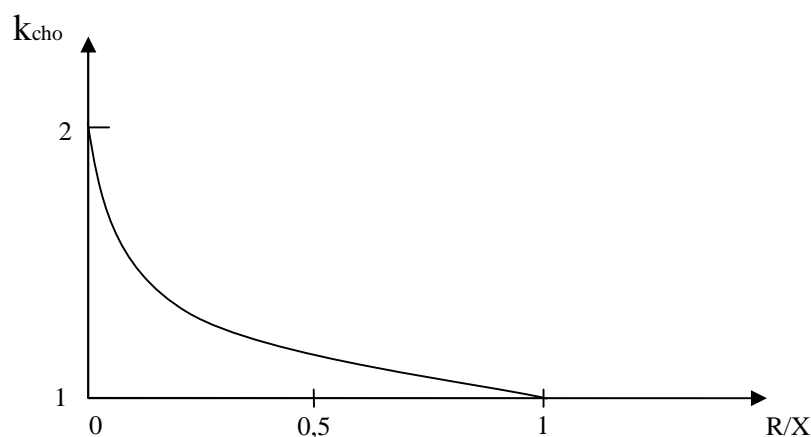


Fig. II.1 Variation de coefficient de choc en fonction de R/X

Remarquons que pour les courts-circuits proches des sources, le coefficient se rapproche de la valeur maximale 2 (voir Fig. II.1) il est choisi généralement entre 1,7 à 1,8. Pour les défauts lointains, le coefficient de choc est sans influence sur la valeur du courant de court-circuit total, il avoisine la valeur 1. La tenue dynamique est déterminée en fonction du coefficient de choc et du courant maximum de court-circuit.

II.2.2 Les surcharges [15]

Les surcharges sont dues essentiellement à une augmentation de la demande d'énergie, mais parfois aussi à un dimensionnement incorrect des équipements qui composent les installations électriques.

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles. Si ces courants se maintiennent trop longtemps, ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

II.2.2.1 Conséquences générales

Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de la plaque signalétique a les conséquences suivantes :

- Les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables.
- L'induction magnétique du flux de fuite en dehors du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courant de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite.
- Comme la température varie, les taux d'humidité et teneur en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés.
- Les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémités de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application.

Par conséquent, il y a un risque de défaillance prématurée lié à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses années.

Il existe deux types de régimes de charges thermiques dans les transformateurs :

a) Régime de charge de secours de courte durée

C'est un régime où le transformateur est soumis à des charges importantes pendant une courte période. Cela occasionne un niveau de points chauds dans les conducteurs, susceptible de conduire à une réduction provisoire de la rigidité diélectrique. La durée admissible de cette charge est plus courte que la constante de temps thermique du transformateur et dépend de la température de fonctionnement avant augmentation de la charge.

b) Régime de chargement d'urgence de longue durée

Ce n'est pas une condition de fonctionnement normal et son apparition est supposée être rare mais elle peut persister pendant des semaines ou même des mois et peut mener à un vieillissement considérable.

Les règles de calculs pour une vitesse de vieillissement relative et la consommation de durée de vie en pourcentage sont fondées sur des considérations de risques à long terme.

Le vieillissement ou la détérioration des isolants est une fonction temporelle de la température et des teneurs en humidité, oxygène et acides. Le modèle de calcul est fondé uniquement sur la température des isolants en tant que paramètre de contrôle.

Puisque la répartition des températures n'est pas uniforme, la partie qui fonctionne à température élevée subira en principe la plus grande détérioration. Par conséquent, la vitesse de vieillissement se réfère à la température du point chaud des enroulements. Dans ce cas la vitesse de vieillissement relative V est définie selon l'équation (II.7) pour le papier non thermiquement amélioré et l'équation (II.8) pour le papier thermiquement amélioré.

$$V = 2^{(\theta_n - 98)/6} \quad (II.7)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_n+273} \right)} \quad (II.8)$$

Où : n est la température du point chaud en ($^{\circ}\text{C}$).

La consommation de durée de vie L sur une certaine période de temps est égale à :

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V * dt \quad (II.9)$$

Où :

$$L = \sum_{n=1}^N V_n * t_n \quad (II.10)$$

Où :

V_n : la vitesse de vieillissement relatif pendant l'intervalle n .

t_n : le $n^{\text{ième}}$ intervalle de temps,

n : le numéro de chaque intervalle de temps.

N : le nombre total d'intervalles pendant la période considérée.

La température exerce un vieillissement important sur l'huile d'isolation électrique et du papier cellulosique. Même le papier conçu pour offrir une résistance supérieure à la chaleur se dégrade quand il est exposé à des températures excessives. Chaque fois que la température s'élève de 6 °C à 8 °C, la durée de vie du papier isolant peut diminuer de moitié. Les températures extrêmes peuvent aussi entraîner la dégradation des huiles naphthéniques ou minérales classiques et la formation d'acides et de boues.

Le fait d'abaisser la température de fonctionnement d'un transformateur peut en prolonger la durée de vie et réduire les besoins d'entretien tout en augmentant sa puissance utile, ce qui se traduit par des économies pour l'utilisateur du transformateur.

II.2.3 Les surtensions [5]

On appelle surtension dans un transformateur, toute élévation de la tension au-dessus de la tension de service maximal. Mais généralement, on entend par surtensions, les phénomènes de courtes durées sous forme d'impulsions séparées, périodiques ou apériodiques.

II.2.3.1 Causes des surtensions

- ✓ Les phénomènes atmosphériques tels que les coups de foudre directes frappant la ligne de transport, les phénomènes d'induction électromagnétique dans la ligne lors des décharges des nuages et d'induction électrostatique due aux nuages chargés, l'électrisation des conducteurs de la ligne par le vent porteur de particules de poussière, de neige, etc.....
- ✓ Les phénomènes de commutation tels que l'enclenchement, le déclenchement, les variations rapides des charges, etc., accompagnés d'une variation brusque de l'énergie électromagnétique du système.

II.2.3.2 Conséquences des surtensions sur le transformateur

Les défaillances internes entraînées par les surtensions se présentent sous ces formes :

- Les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent),
- Les défauts entre enroulements.
- Les défauts d'isolement entre l'enroulement sollicité et une partie conductrice proche (Noyau ou cuve).
- Claquage entre enroulement et masse.
- Claquage diélectrique.
- Destruction matérielle.

II.3 Protections des transformateurs

Dans les réseaux électriques, les transformateurs sont des éléments très importants qu'il convient de protéger convenablement contre tous les types de défauts. Dans ce cadre, en plus des protections internes qui équipent les transformateurs à leur construction en usine, les exploitants de réseaux élaborent ce qu'on appelle « Le plan de protection » qui prévoit tous les relais de basse tension, nécessaires permettant de réaliser une protection sûre et sélective. Il convient de préciser que ce plan de protection peut être différent d'un transformateur à un autre et ceci en fonction de son emplacement (réseau d'interconnexion, de transport ou de distribution) et de son importance (puissance).

II.3.1 Protections internes [1]

II.3.1.1 Soupape de surpression

Cet équipement est sensible à une surpression subite dans la cuve du transformateur et l'élimine aussitôt grâce à sa rapidité d'ouverture. Elle est généralement placée sur la partie supérieure du transformateur.

Lors d'un incident à l'intérieur du transformateur et lorsque la pression d'ouverture est atteinte, la soupape s'ouvre et le diélectrique est éjecté à l'extérieur de la cuve. La soupape se referme dès que la pression diminue.

Un voyant et/ou des contacts permet de signaler le fonctionnement de cette protection.

II.3.1.2 Relais Buchholz

a) Fonction alarme

Si une avarie de moindre importance (boulon du circuit magnétique à la masse, mauvais contact échauffement local d'une pièce de bobinage) venait à se produire, des bulles de gaz s'échappent et s'accumulent dans la partie supérieure du Buchholz. Le flotteur **A** descend et ferme son contact qui actionne un signal d'alarme. Le flotteur **B** plus bas n'est pas actionné.

b) Fonction déclenchement

En cas de défaut grave (court-circuit dans le bobinage ou entre phase, court-circuit à la masse), il y'a production d'un grand volume de gaz qui refoule un volume égale d'huile, qui est chassée vers le conservateur. Dans ce mouvement, l'huile agit sur le flotteur **B** qui ferme son contact et assure le déclenchement du disjoncteur (Fig.II.2).

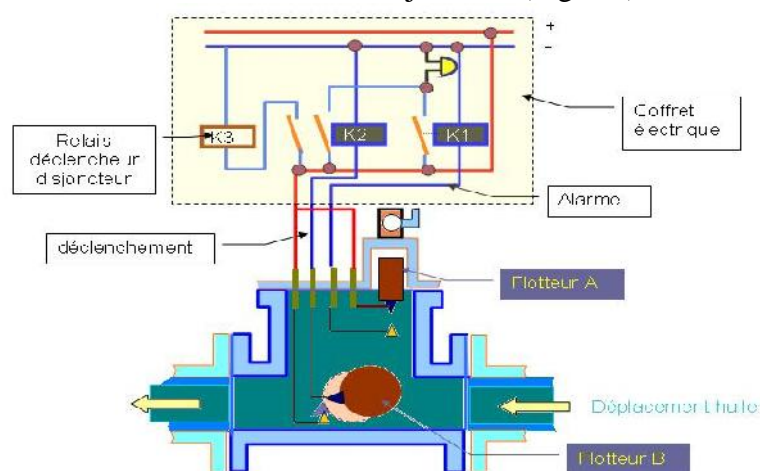


Fig.II.2 Relais Buchholz

II.3.1.3 Image thermique

- **Fonctionnement**

Le principe de l'image thermique est le suivant :

Une sonde de température est immergée dans un puits au sommet du transformateur. Cette sonde, transmet la température de l'huile à son indicateur par un circuit électrique quelconque (circuit de compensation), on modifie la température indiquée pour simuler, proportionnellement avec la charge, le point le plus chaud de l'enroulement. Ce circuit électrique est calibré de manière à estimer avec le plus de précision possible la température du point le plus chaud de l'enroulement.

$$\text{Température (point chaud)} = \text{Température (Huile au sommet)} + \text{Température (circuit de compensation)}$$

Le point chaud est déterminé lors des essais d'échauffements en usine.

Cet essai est réalisé à la tension nominale de l'appareil.

Les éléments constituant l'image thermique (appelé aussi enroulement) sont :

L'indicateur de température, une sonde thermique, un transformateur de courant et un circuit de compensation pour approximation du point chaud.

Le circuit de compensation est dans la majorité des cas composé d'un puits réchauffeur, d'un élément de calibrage et d'un transformateur de courant en parallèle (Fig.II.3).

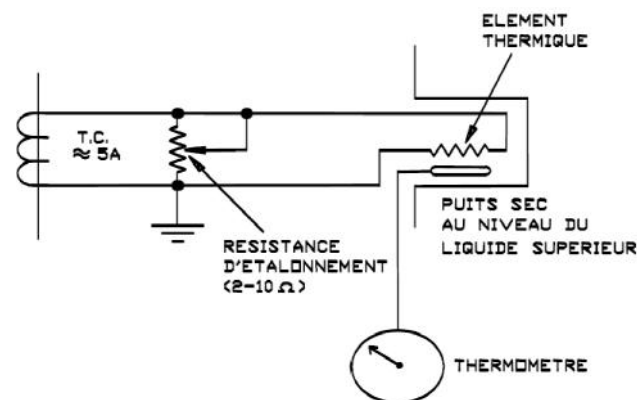


Fig.II.3 Protection image thermique

II.3.1.4 Protection de température d'huile

Cet appareil est constitué d'un ensemble thermométrique comprenant un indicateur de température, une sonde montée dans un doigt de gant en partie supérieure du transformateur et une conduite capillaire.

Cette protection permet de mettre en marche les circuits de refroidissement et de surveiller l'échauffement du transformateur grâce au réglage de deux seuils (alarme et déclenchement).

II.3.2 Protections externes [2]

Le plan de protection prévoit le matériel de protection et précise par ailleurs la méthodologie de choix des valeurs de réglages pour garantir une bonne fiabilité de fonctionnement mais aussi une sélectivité convenable.

II.3.2.1 Transformateur d'interconnexion

II.3.2.1.1 Protection différentielle transformateur

La protection différentielle transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes du transformateur. Cette protection a une sélectivité absolue. Son rôle est de fonctionner en cas de défauts internes au transformateur et de rester stable vis-à-vis des défauts extérieurs. Pour la prémunir contre les fonctionnements intempestifs dus aux phénomènes transitoires d'enclenchements, cette protection est dotée d'un filtre contre le courant harmonique de rang 2. Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

o Réglage de la protection [annexe 1.2]

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur:

- Les rapports de transformation.
- Le couplage des enroulements.
- Le courant à vide.
- Les erreurs des réducteurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul et c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection (Fig.II.4).

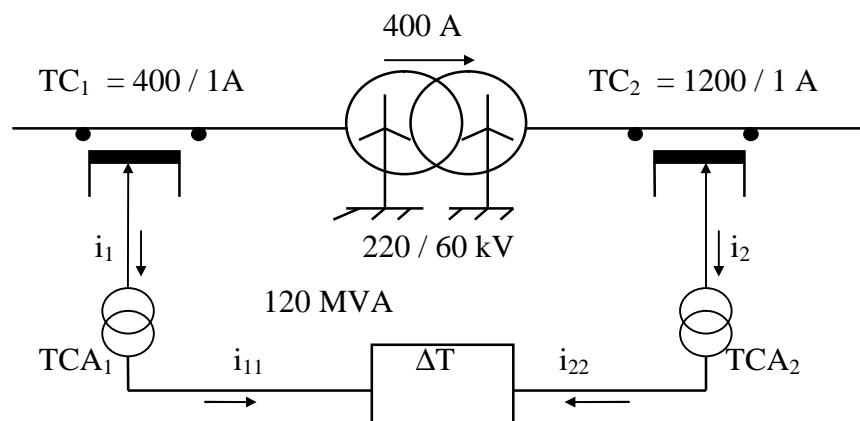


Fig.II.4 Schéma d'une protection différentielle transformateur

II.3.2.1.2 Protection à maximum de courant

Ces protections à maximum de courant à temps constant équipent chaque enroulement du transformateur.

o Protection côté primaire

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Habituellement, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant:

- Un seuil de courant violent, réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée:

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX}. \quad T = 0 \text{ Sec} \quad (\text{II.11})$$

Avec I_{CCMAX} : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau.

Le réglage de la protection à maximum de courant instantanée doit être sélectif quelque soit le régime de fonctionnement du réseau. En assimilant l'impédance du transformateur à celle d'une ligne, on reproduit la courbe (ci-dessous) donnant la variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance et du régime de fonctionnement du réseau source.

(Fig. II.5).

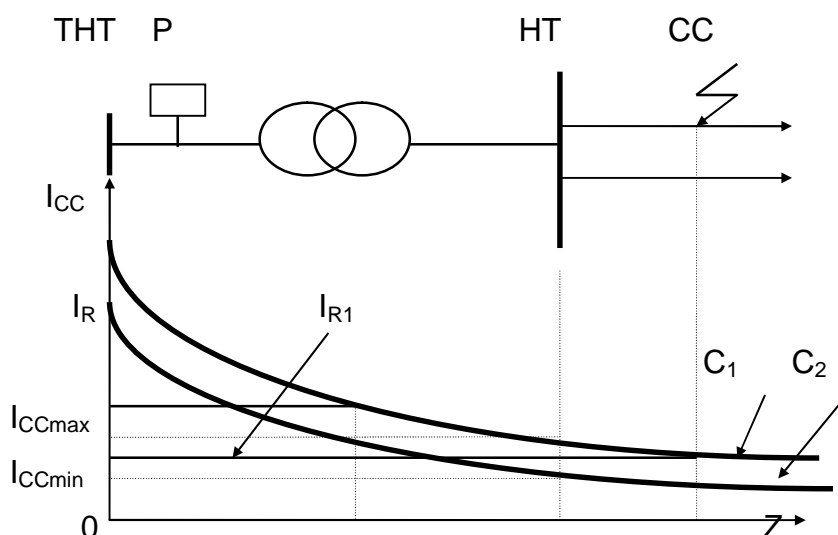


Fig. II.5 Protection à maximum de courant côté primaire

Avec : C_1 : Régime de fonctionnement maximal.

C_2 : Régime de fonctionnement minimal.

Un courant de réglage supérieur au courant I_{CCmax} (soit I_R) garantit la sélectivité de fonctionnement. Par contre un courant de réglage compris entre I_{CCmin} et I_{CCmax} (soit I_{R1}) engendre des déclenchements non sélectifs lors des fonctionnements en régime maximal du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges rapides inadmissibles. Il est réglé à :

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad T = T_{HT} + \Delta t \quad (\text{II.12})$$

Avec : $I_{N.TR}$: Le courant nominal du transformateur coté THT.

T_{HT} : Temporisation de la protection de courant coté HT.

Δt : Echelon de temps sélectif.

○ Protection côté secondaire

La protection à maximum de courant côté HT protège le transformateur contre les surcharges rapides inadmissibles. Elle réalise aussi la protection de secours des barres et des départs H.T. Elle est réglée de la même façon que le seuil de surcharge de la protection à maximum de courant installée sur l'enroulement primaire du transformateur.

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad T_{HT} = T_{DEP>} + \Delta t \quad (II.13)$$

Avec :

$I_{N.TR}$: Le courant nominal du transformateur coté HT

$T_{DEP>}$: Le temps le plus haut réglé sur les départs.

Δt : Echelon de temps sélectif

II.3.2.1.3 Protection de surcharge thermique

La température de fonctionnement admissible d'un transformateur dépend de deux températures variables:

- La température ambiante qui varie en fonction des conditions climatiques et météorologiques.
- La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements transformateur (effet joule).

Cette température dépend de l'intensité de courant, du diélectrique et des caractéristiques physiques du matériau des conducteurs telles que la capacité calorifique, le coefficient de transmission de chaleur, la densité volumique etc.....

Le processus de variation de la température dans un conducteur obéit à une loi exponentielle:

$$\vartheta(t) = \vartheta_{AMB.} + (\vartheta_f - \vartheta_{AMB.}) (1 - e^{-t/\tau}) \quad (II.14)$$

Avec τ : La constante de temps du conducteur.

ϑ_{AMB} : La température ambiante.

ϑ_f : La température finale est atteinte au bout de 3τ .

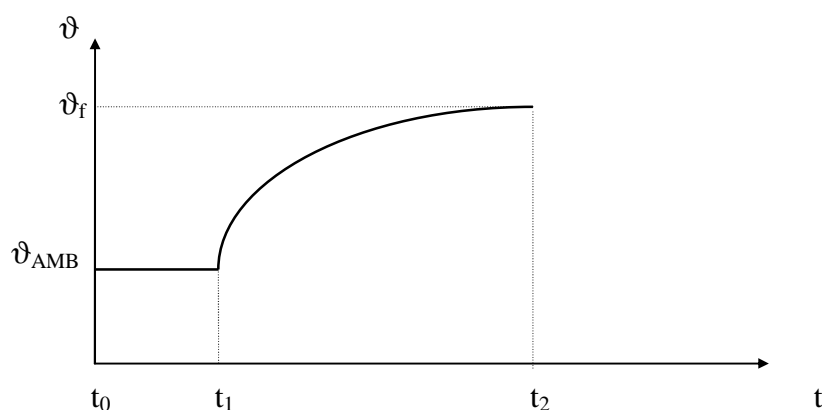


Fig. II.6 Variation de la température du transformateur

Entre les instants t_0 et t_1 , aucun courant ne passe dans le conducteur: $\vartheta(t) = \vartheta_{AMB.}$

A l'instant t_1 un courant commence à circuler dans le conducteur provoquant l'échauffement progressif du conducteur.

A l'instant t_2 le processus d'échauffement est terminé. La température se stabilise à une valeur établie d'équilibre avec le milieu ambiant.

La durée du processus de variation de la température (t_1 à t_2) est généralement égale à 3τ . Les relais de surcharge thermique des transformateurs sont adaptés pour fonctionner suivant l'allure de la courbe ci-dessus, à chaque fois qu'on passe d'un régime de charge à l'autre. En effet, on dispose d'un faisceau de courbes de fonctionnement liées chacune à un courant de référence correspondant à la surcharge réglée.

La connaissance de la constante de temps globale, résultante des constantes de temps du diélectrique et des conducteurs des enroulements, permet d'avoir un réglage précis de la surcharge intolérable sur le transformateur.

- **Réglage typique**

Température d'alarme : 85°C

Température de déclenchement : 105°C

Constante du temps : 30 mn

II.3.2.2 Transformateur de distribution

En ce qui concerne les transformateurs de distribution, le principe de réglage des protections différentielles, de surcharge thermique, est le même que celui des transformateurs d'interconnexion.

II.3.2.2.1 Protection à maximum de courant

- **Protection côté primaire (HT)**

Cette protection comporte deux seuils de fonctionnement. Le premier seuil protège le transformateur contre les défauts violents. Elle réalise le secours de la protection différentielle. Le deuxième seuil est adopté pour protéger contre les défauts surgissant sur les barres de moyenne tension (secondaire).

Premier seuil : $I_{>>} = 1.3 \times I_{CCMAX}$ $T_{>>} = 0 \text{ Sec}$ (II.15)

Deuxième seuil :

Le deuxième seuil est réglé de façon à protéger les barres MT du poste et assurer par la même occasion le secours des seuils violents des protections des départs de moyenne tension.

$$I_{>} = 0.8 \times I_{CCMIN} \quad T_{>} = 0.6 \text{ Sec} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

I_{CCMIN} : Le courant de défaut biphasé I_{cc_b} sur les barres MT du poste ($I_{cc_b} = 0,866 \times I_{cc \text{ TRI}}$).

- **Protection cotée secondaire (MT)**

La protection à maximum de courant côté MT est une protection destinée à protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles. C'est une protection de courant à un seuil temporisé.

Le réglage classique de la protection doit tenir compte du courant de surcharge maximal admissible et du courant de court-circuit minimal I_{CC} biphasé en bout de ligne MT

$$I_{SURCH.} < I_R < I_{CCMIN} \quad T_{ARMT} = T_{MT} + \Delta t \quad (\text{II.17})$$

Avec : T_{MT} : La temporisation la plus élevée sur les départs MT.

Quelquefois, le réglage d'un relais à maximum de courant temporisé destiné à la protection d'un transformateur HT/ MT contre les surcharges doit tenir compte non seulement du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal, mais aussi du courant de retombée du relais ainsi que du courant de redémarrage des moteurs notamment lorsque les départs MT alimentent des zones industrielles.

II.3.2.2.2 Protection neutre MT

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_R = 0.95 \times I_{RH} \quad T = T_{MT} + \Delta t \quad (\text{II.18})$$

Avec : I_{RH} : le courant du départ le plus bas réglé.

T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT).

$$I_R = 0.05 \times I_{CCMONO} \quad T = 0 \text{ Sec} \quad (\text{II.19})$$

II.3.2.2.3 Protection terre résistante

Cette protection est assurée par un relais de courant monophasé à temps constant inséré dans le circuit de neutre du transformateur. Elle protège les départs aériens de moyenne tension contre les défauts à la terre très résistants. Sa gamme de réglage est choisie de telle façon à pouvoir régler l'image d'un courant de 5A vu au primaire des TC.

Le fonctionnement de la protection (après 5 Sec) informe l'exploitant pour procéder à la recherche du départ en défaut en déclenchant manuellement, un à un, les départs MT.

$$I_{R,HT} = 5 \text{ A} \quad T = 5 \text{ Sec}$$

La relation qui donne le courant de court-circuit monophasé à la terre est:

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{3} \times U}{2 \times Z_d + Z_h + 3 \times (R_n + R_{def})} \quad (\text{II.20})$$

Avec: U : La tension du réseau.

Z_d, Z_h : Respectivement les impédances directe et homopolaire.

R_n : Résistance de mise à la terre du neutre MT du transformateur.

R_{def} : Résistance de défaut.

Si la résistance R_n est calculée de façon à limiter les courants de courts-circuits à la terre respectivement à 300 A pour le réseau aérien et 1000 A pour le réseau souterrain, la résistance R_{def} varie par contre dans de larges limites (elle dépend de la nature du terrain) et peut prendre des valeurs qui engendrent des courants de courts-circuits très faibles (de l'ordre de quelques Ampères). Ces défauts sont appelés quelquefois, défauts d'isollements.

En régime normal d'exploitation, le courant dans le neutre des transformateurs n'est pas nul en raison des harmoniques de courants, multiples de 3, et du déséquilibre des charges sur les phases du réseau.

La connaissance de la valeur de ce courant minimal de neutre est déterminant pour le choix du courant admissible de la résistance de mise à la terre des neutres des transformateurs.

II.4 Conclusion

Le transformateur est un élément essentiel dans les postes de transformation. Il nécessite d'être protégé efficacement de façon la plus complète possible pour le prémunir des défauts qui peuvent provoquer sa mise hors tension. Il est bien évident que l'installation de matériel de protection adéquat est nécessaire mais cela reste insuffisant si le choix des valeurs de réglages n'est réalisé de façon judicieuse pour éviter les déclenchements intempestifs.

Chapitre III :

***Diagnostic des
transformateurs de puissance***

III.1 INTRODUCTION

Les défaillances des transformateurs sont très contraignantes non seulement sur la qualité de service mais aussi sur le plan des coûts de réparation ou de remplacement.

La maintenance conditionnelle a pour objectif de réduire la probabilité de ces défaillances et elle est subordonnée à des actions prédéterminées dites de « Diagnostic », qui permettent de renseigner l'exploitant sur l'état d'un transformateur.

Le diagnostic a lieu dans deux cas :

-lorsque le transformateur est en incident.

-lorsque les paramètres indicateurs renseignent l'exploitant sur un défaut latent dans le transformateur.

III.2 Les actions de diagnostic à réaliser sur les transformateurs

III.2.1 Analyses d'huile

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

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants à vérifier pour assurer le bon fonctionnement du transformateur. En effet l'analyse de l'huile du transformateur permet de donner non seulement l'état de l'huile mais aussi des indications sur le vieillissement du transformateur (durée de vie restante).

Les analyses d'huile peuvent être réalisées soit sur site soit en laboratoire.

Les analyses sur site requièrent un appareil portatif qui donne les premières indications d'un diagnostic immédiat.

Les analyses en laboratoire sont plus poussées et permettent d'avoir plus d'informations que celles réalisées sur site.

○ Procédure d'échantillonnage

On doit s'assurer que les échantillons sont représentatifs de l'huile isolante du transformateur en défaut. Une mauvaise procédure d'échantillonnage ou l'emploi de récipient d'échantillonnage pollué entraînant des conclusions erronées du point de vue qualité, et une perte de temps, de travail et des dépenses pour obtenir, transporter et analyser correctement l'échantillon.

Il est fortement recommandé de suivre scrupuleusement les procédures et les précautions décrites dans la CEI 60475.

Les échantillons d'huile (1 ou 2 litres suivant le nombre et le type d'essais requis) sont normalement soutirés à la vanne de prélèvement ou à la vanne de vidange en observant les règles générales suivantes :

- ❖ S'assurer que le prélèvement est effectué par du personnel qualifié.
- ❖ Eviter l'échantillonnage à l'extérieur par temps de pluie, brouillard, chute de neige ou vent violent. Si, l'échantillonnage doit être exécuté dans de telles conditions atmosphériques, on prendra des précautions particulières.
- ❖ Utiliser uniquement des récipients propres et secs, tels que des bouteilles en verre ou des bidons métalliques sans soudure. Il convient que les bouteilles en verre transparent soient pourvues de revêtements opaques.

- ❖ Laisser s'écouler une quantité suffisante d'huile afin d'éliminer les agents contaminants éventuellement présents à l'orifice de prélèvement.
- ❖ Rincer les récipients avec l'huile à échantillonner.
- ❖ Remplir les récipients en laissant, si possible, s'écouler le liquide le long des parois du récipient afin d'éviter l'occlusion d'air.
- ❖ S'assurer que chaque récipient est rempli à environ 95% de sa capacité.
- ❖ Après le prélèvement, fermer convenablement la vanne de prélèvement.
- ❖ Stocker les échantillons dans un local sombre, si les récipients en verre transparent ne sont pas munis d'un revêtement opaque.

III.2.1.1 Couleur et aspect

III.2.1.1.1 Définition et principe

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

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle à une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Elle renseigne également sur la dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile neuve, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie.

Le principe de mesurer la couleur est basé sur la détermination en lumière transmise et est exprimée par un nombre obtenu par comparaison avec une série de couleurs normalisées.

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ASTM D1500. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre.

III.2.1.1.2 Appareillage

- ❖ **Colorimètre** Composé d'une :
 - Source de lumière de verres étalons de couleur.
 - un logement muni de cache pour les éprouvettes.
 - Affichage du menu et clavier.



Fig.III.1 Appareil de mesure de la couleur

III.2.1.1.3 Mode opératoire

Le mode opératoire consiste à :

- ❖ Examiner l'huile dans un flacon cylindrique et sous une épaisseur égale à 33 mm.
- ❖ Un diaphragme de 20 mm de diamètre limite la plage colorée.
- ❖ Comparer cette plage à des jeux de verre de couleur que l'on fait défiler pour les choisir, devant un diaphragme de même diamètre que le précédent, éclairé par la même source lumineuse.
- ❖ Une fiole identique à celle qui renferme l'huile et remplie d'eau distillée, est placée devant ce diaphragme dans le but de rendre bien comparables les plages à étudier.
- ❖ L'huile et le verre choisi en même temps dans l'oculaire de l'appareil et on définit la couleur de l'huile par l'index ASTM 1500 correspondant au verre dont la teinte se rapproche le plus de celle de l'huile, les résultats s'expriment selon le tableau III.1.

Numéro	Couleur
<0.5	Blanc pur
1.5	Blanc crème
2	Extra pale
2.5	Citron extra pale
3	Citron pale
3.5	Orange extra pale
4	Orange pale
4.5	Orange
5	Rouge clair
6	Rouge foncé
7et8	Rouge bordeaux

Tableau III.1 Numéro significatif pour chaque type de couleur

III.2.1.2 Détermination de la tension de claquage ou/et rigidité

III.2.1.2.1 Définition et principe

La tension de claquage est importante en tant que mesure de l'aptitude d'une huile à résister aux contraintes électriques.

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

III.2.1.2.2 Appareillage

L'appareil d'essais est un équipement de laboratoire pour la détermination de la tension de claquage des isolants liquides. L'essai est effectué selon la norme CEI 156. Il est entièrement automatique, et cet appareil (fig.III.2) fonctionne avec une vitesse de montée en tension de 2kV/s.



Fig. III.2 Appareil de mesure de la tension de claquage

III.2.1.2.3 Mode opératoire

La tension de claquage est la tension atteinte au cours de l'essai au moment où se produit la première étincelle entre électrodes. On effectue six essais consécutifs pour un même remplissage de la cuve, avec un repos de 2 min entre deux essais. A chaque renouvellement de l'huile à essayer, les électrodes sont rincées avec de l'huile du prélèvement.

- ❖ L'huile est prélevée à l'endroit où elle est censée être la plus polluée, à savoir au point le plus bas du récipient qui la contient.
- ❖ Le récipient contenant l'huile à essayer est remuée doucement et retourné plusieurs fois, de façon à assurer une répartition aussi homogène que possible des impuretés contenues dans l'échantillon sans provoquer la formation de bulles d'air.
- ❖ La température de l'huile doit être la même que celle de la température ambiante avec un $\Delta T = 5^{\circ}\text{C}$.
- ❖ L'opération est effectuée dans un local sec abrité des poussières.
- ❖ On fait couler l'huile dans la cuve, lentement de façon à éviter la formation de bulle d'air, jusqu'à ce que le niveau d'huile dépasse d'environ 20 mm de la partie supérieure des électrodes.
- ❖ Chasser l'air occlus dans la partie supérieure de la cuve.
- ❖ On met en place le couvercle et les essais électriques sont effectués aussitôt, sans laisser reposer l'échantillon dans la cuve.

III.2.1.3 Détermination de la teneur en eau

III.2.1.3.1 Définition et principe

Ce paramètre permet de déterminer s'il ya condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile.

La teneur en eau est mesurée par un appareil numérique, celui-ci est branché à un tube contenant une solution chimique. On injecte un volume d'huile dans ce tube d'essai et on introduit comme donné, le volume d'huile injecté.

Après quelques instants, l'appareil (coulomètre) affiche la teneur en eau en p.p.m (en poids ou en volume) après spécification de la densité de l'huile.

La coulométrie est réalisée à intensité constante (titrage coulométrique), c'est le type d'analyse de l'eau qui s'effectue dans les huiles isolantes. En effet, pour obtenir une intensité de courant constante jusqu'à la fin de la réaction avec un rendement égal à 100%, il est nécessaire que la concentration de la substance qui réagit à l'électrode ne varie pas sensiblement au cours de l'électrolyse.

Le Principe d'essai est la réaction de l'eau avec une solution d'iode et de dioxyde de soufre (anhydre sulfureux) dans un mélange de pyridine et de méthanol (Réactif de K. FISCHER).

III.2.1.3.2 Appareillage

L'appareil de mesure de la teneur en eau comporte :

- ❖ Une cellule d'électrolyse séparée par un diaphragme, remplie d'un liquide anolyte (mélange réactif solvant échantillon) non saturé, et un liquide catholyte (ensemble générateur) réactive anhydre, elle se compose de :
 - Une anode et une électrode en platine.
 - Une burette interne remplie d'un liquide catholyte.
 - Cellule de titrage.
 - Electrode détectrice.
 - Câble liant la cellule avec l'interface.
 - Barreau magnétique pour l'agitateur.
 - Agitateur électromagnétique.
- ❖ Interface numérique, avec un afficheur. Une seringue de haute précision pour le dosage.



Fig. III.3 Appareil de mesure de la teneur en eau

III.2.1.3.3. Mode opératoire

- ❖ Appuyer sur la touche DEPART. Si la dérive est supérieure à 50 $\mu\text{g}/\text{min}$, l'afficheur demande d'attendre. Lorsque la dérive atteint une valeur stable (l'appareil se stabilise) inférieure à 50 $\mu\text{g}/\text{min}$, un bip sonore se fait entendre et l'indication « prêt à doser » est affichée. Il est alors nécessaire d'appuyer de nouveau sur DEPART pour pouvoir injecter l'échantillon.
- ❖ L'introduction de l'échantillon, se fait à travers le septum avec une seringue en prenant les précautions suivantes:
 - Utiliser des seringues de haute précision, de volume d'autant plus important que la teneur en eau est faible.
 - Eliminer toute trace de bulle d'air dans la seringue
 - Isoler l'échantillon de l'humidité lors du prélèvement.
 - Rincer la seringue avec le produit (spécifique à l'appareil) avant l'injection.
 - Injecter le volume total plutôt que partiel d'une seringue.
- ❖ Une valeur croissante de l'eau dosée apparaît sur l'afficheur. Leurs masses sont exprimées au fur et à mesure du dosage en μg puis en mg.
- ❖ La fin du dosage est signalée par un bip sonore et un astérisque qui apparaît à droite de l'afficheur.

La teneur en eau est mesurée avant et après l'application d'une série de claquages, la moyenne de 3 à 4 valeurs est prise.

III.2.1.4. L'indice de neutralisation de l'huile

III.2.1.4.1. Définition et principe

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du mémento ou elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène.

Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 62 021, une bonne huile possède une acidité inférieure à 0,03mg KOH /g. indice de neutralisation (mg KOH/g) : il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

III.2.1.4.2 Mode opératoire

III.2.1.4.2.1 Détermination de l'acidité totale

❖ Réactifs :

- Alcool 96°.
- Bleu alcalin 6 B.
- KOH pur (0.1 N).
- HCl (0.1N).
- Toluène.

❖ Solution de bleu alcalin :

Dissoudre 2g de bleu alcalin dans 100 ml d'alcool 96°, chauffer pour dissoudre le bleu alcalin. Refroidir et filtrer.

❖ Solvant de titrage :

Mélanger 2 volumes d'alcool + 3 volumes de toluène + quelques ml de HCl, plus quelques gouttes de bleu alcalin.

❖ Solution de KOH :

Dissoudre 6g de KOH dans un (1) litre d'alcool 96°, chauffer pendant 10 à 15 min en agitant fréquemment pour éviter la formation d'une croûte, laisser refroidir (24h), puis filtrer. Etalonner (titrer) la solution avec 10 cc HCl (0.1N) (solution alcoolique) en présence de méthylorange. Bien conserver à l'abri de la lumière et de l'air.

III.2.1.4.2.2 Détermination de l'indice d'acidité (par dosage)

L'indice d'acidité ou de neutralisation dans certaines références, est mesuré selon la norme ASTM D 664. Cette mesure est effectuée par le procédé suivant :

On introduit dans une fiole conique 50 ml de solvant (solution de titrage), boucher, agiter, neutraliser avec la solution de KOH, puis verser une prise d'essai dont la masse sera calculée par double pesée, d'après les indications du tableau ci-dessous. Faire ensuite le titrage à la température ambiante.

Indice d'acide total ou indice de base	Masse de la prise d'essai en g	Précision de la pesée en g
0.0 à 3.0	Huiles neuves ou légèrement colorées	0.05
3.0 à 25.0	20.0 ± 2.0	0.01
25.0 à 250.0	2.0 ± 0.2	0.001
0.0 à 25.0	0.2 ± 0.02	
25.0 à 250.0	Huiles usagées ou de couleur foncée	0.01
	2.0 ± 0.2	0.001
	0.2 ± 0.02	

Tableau III.2 Indice d'acide en fonction de la masse d'essai en g

L'indice d'acidité est calculé au moyen de l'expression :

$$IA [mg KOH / g] = 56 \times N \times V / PE \quad (III.1)$$

Où : N : normalité de KOH
V : volume de KOH utilisé en ml
PE : masse de la prise d'échantillon en grammes

III.2.1.5 Détermination du facteur de dissipation diélectrique $\tan \delta$

III.2.1.5.1 Définition et principe

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant de fuite. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination de l'huile isolante par la présence d'impuretés, ce facteur de pertes est mesuré à l'aide d'un pont de Schering, selon la norme CEI247.

Sa détermination est basée sur des mesures des capacités en courant alternatif. La cellule d'essai contenant l'échantillon d'huile est constitué de deux cylindres coaxiaux de distance entre électrodes de 5mm. Les essais sont effectués sous une tension de 2kV, 50Hz, et sous une température variant de 30 °C à 120 °C. La sensibilité peut aller jusqu'à 10^{-6} .

Les mesures de résistivité, s'effectuent quant à elles en courant continu au moyen d'un électromètre avec la même cellule contrairement à la mesure de la $\tan \delta$, qui est effectuée sous une tension de courant alternatif. Dans la mesure de la résistivité, on utilise la même cellule que pour la mesure de $\tan \delta$, seulement la mesure se fait en courant continu. L'appareil applique une tension de 250 V pendant 60 s en courant continu aux électrodes séparées par une distance $e = 1$ mm, et le courant de fuite (pertes) est mesuré en travers l'huile isolante : on mesure le courant de fuite I.

III.2.1.5.2 Appareillage

Les éléments de base de l'appareille sont les suivant :

- ❖ Couvercle de protection.
- ❖ Contacts de sécurité.
- ❖ Poignée de transport.
- ❖ cellule de mesure MC2A.
- ❖ Vis de réglage tension d'essai continue.
- ❖ Vis de réglage tension d'essai alternative.

- ❖ Afficheur à deux lignes.
- ❖ Imprimante matricielle.
- ❖ Clavier.
- ❖ **Pont de mesure**
 - plage de tension est de 0 à 2000 V.
 - courant varie de 1 à 0.5 A.
 - $\text{tg } \delta$ de 7×10^{-4} à 10.
 - Régulateur de température.
 - La cellule de mesure.
 - Bain thermostatique (150 °C max).



Fig.III.4 Appareil de mesure de $\tan \delta$

III.2.1.5.3 Mode opératoire

- ❖ La cellule doit être remplie avec 40 cl d'huile, laissée au repos quelques minutes. Vider et remplir à nouveau. Le support isolant ne doit pas être mouillé par le liquide.
- ❖ Chauffer la prise d'échantillon à 90 °C ensuite procéder à la mesure du $\tan \delta$ par la méthode de zéro.
- ❖ La cellule est remplie avec l'échantillon d'huile et placée dans une enceinte chauffée à la température désirée.

III.2.1.6 Analyse de particules

III.2.1.6.1 Définition et Principe

La rigidité diélectrique de l'huile dépend de la concentration, de la taille, de la forme et du type de particules, ainsi que du degré d'humidité dans l'huile.

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle. Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux.

La taille et le nombre de particules sont mesurés à partir d'un compteur automatique de particules. Il les détecte par un rayon laser, en projetant la surface des particules à leur passage dans une zone illuminée.

III.2.1.6.2 Appareillage

- ❖ Le PFC 200 PAL est un photo-détecteur, de haute précision, schématisé dans la figure (III.5).

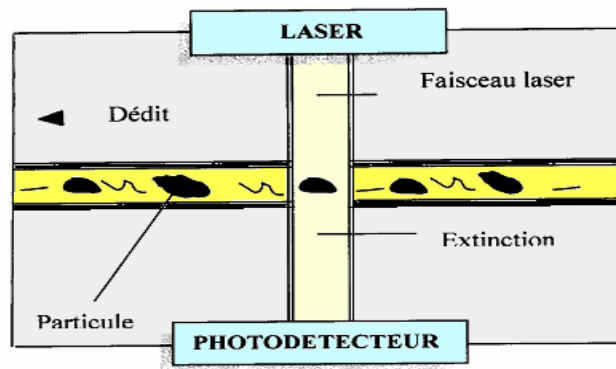


Fig.III.5 Schéma du PFC 200 PAL

III.2.1.6.3 Exploitation des résultats

Ces résultats ont été effectués conformément à la norme CEI 60970, l'appareil calcule le nombre de particules par taille dans un échantillon d'huile. Cette même norme fixe les taux à ne pas dépasser. Le tableau suivant (III.3), donne les nombres maximaux de particules par taille.

Taille des particules (µm)	2,5 – 5	5 – 15	15 – 25	25 – 50	50 – 100	> 100
Nombres de particules	< 2500	< 500	< 90	< 20	< 10	< 3

Tableau III.3 Pollution indiquant les nombres maximaux de particules, par taille pour 100ml d'huile

III.2.1.7. Analyse des gaz dissous dans l'huile

III.2.1.7.1. Définition et principe

Les analyses des gaz dissous permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse, elles permettent de détecter la présence d'anomalies et d'avoir des hypothèses sur le type de défaut. Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

Elle est l'ensemble des procédés applicables à des mélanges moléculaires ou ioniques, basés sur des différences de distribution des solutés entre une phase stationnaire.

III.2.1.7.2. Echantillonnage de l'huile

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que le gaz dissous dans l'huile ne subit aucune modification, ou bien seulement des modifications que l'on sache évaluer.

Il est recommandé d'utiliser des récipients opaques en verre ou en métal, étanche au vide. Mieux encore, la méthode de prélèvement par seringue étanche convient quel que soit le mode de transport des échantillons.

La sélection du point de prélèvement des échantillons doit faire l'objet d'un soin particulier. Normalement, l'échantillon sera prélevé en un point où il est représentatif de l'ensemble du matériel et en dehors des points où des modifications de composition peuvent exister.

Il convient de prélever des échantillons lorsque le matériel est en fonctionnement normal, cela est important pour déterminer la vitesse de formation des gaz.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile minérale, après leur extraction, est réalisée par un chromatographe de type TFGA P200, conformément à la CEI 60 567

III.2.1.7.3 Appareillage

- ❖ Des colonnes en métal ou en plastique.
- ❖ Des détecteurs à cathomètre, à ionisation de flammes, à capture d'électrons, spectrographie de masse.
- ❖ Un four à bain d'air.
- ❖ Alimentation en gaz vecteur.
- ❖ Systèmes d'injection.

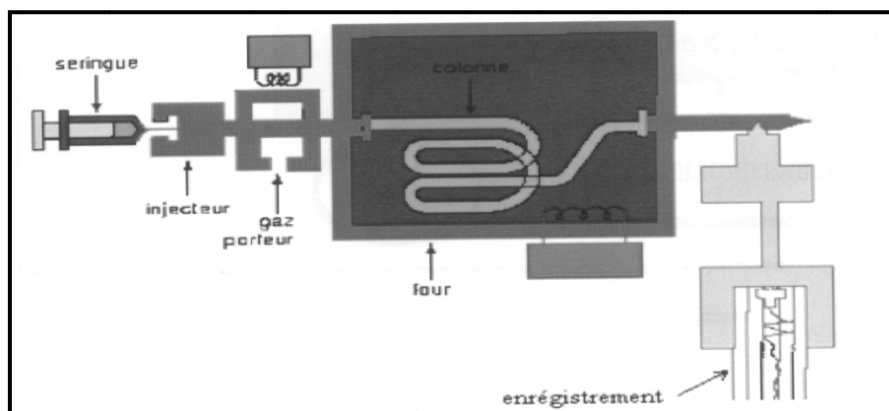


Fig.III.6 Schéma de principe d'un appareil de chromatographie en phase gazeuse

III.2.1.7.4 Mode opératoire

L'analyse des gaz dissous dans l'huile minérale pour transformateur se fait par une technique dite chromatographie en phase gazeuse. Dans nos essais, on a utilisé un chromatographe de type (TFGA P200). La méthode de mesure est conforme aux recommandations de la CEI 60 567,

On prend un échantillon de 100 ml d'huile isolante à injecter à température ambiante collectée au moyen de la seringue. Après démarrage de l'appareil, on vérifie les paramètres et laisser l'analyseur se stabiliser pendant 45 min puis calibrer en utilisant un gaz étalon CALCAZ. Les opérations suivantes sont ensuite effectuées :

- ❖ Préparer un échantillon en mélangeant l'huile avec l'air exempt de CO₂ et agiter vigoureusement la seringue pour extraire le gaz de défaut.
- ❖ Positionner la seringue SHAKE TEST sur le support de l'appareil.
- ❖ Démarrage du test par ordinateur. Les relevés de chaque gaz de défaut sont obtenus sous 120 secondes.

III.2.1.7.5. Méthodes d'Interprétation

III.2.1.7.5.1. Méthode des gaz clés

Cette méthode associe un gaz particulier à un type de défaut. Cette règle est le fruit de la composition d'une grande quantité de cas. Il a été observé que dans tel ou tel cas de défaut, les mêmes gaz étaient produits. La formation de ces gaz est aussi explicable du point de vue des conditions chimiques nécessaires à leur formation, ainsi la formation d'acétylène en présence d'arc est explicable au sens chimique en raison de l'énergie nécessaire supérieure pour produire l'acétylène par rapport aux autres gaz combustibles.

Gaz clé	Défaut probable
Acétylène (C ₂ H ₂)	Arc électrique
Hydrogène (H ₂)	Décharge partielle
Ethylène (C ₂ H ₄)	Dégradation thermique de l'huile
Monoxyde de carbone (CO)	Vieillessement thermique de la cellulose

Tableau.III.4 Méthode des gaz clés

Catégorie de transformateur	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Sans CPC	60-150	540-900	5100-13 000	40-110	50-90	60-280	3-50
CPC non étanche	75-150	400-850	5300-12000	35-130	50-70	110-250	80-270

Tableau III.5 Gamme de valeur typique des gaz

CPC : Changeur de prise (régleur en charge)

III.2.1.7.5.2. Méthode par CEI 60599

La méthode CEI 60599, utilise trois rapports fondamentaux de gaz. IL y a donc un nombre significatif de codes des rapports des gaz dissous dans l'huile qui tombent en dehors de la table de correspondances des codes

Type de défauts	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
Décharges partielles (DP)	NS	< 0,1	< 0,2
Arcs électriques (D1)	> 1	0,1- 0,5	> 1
Arcs électriques (D2)	0,6 – 2,5	0,1- 0,5	> 2
Défaut thermique de base température	NS	>1	< 1
Défaut thermique de moyenne température	< 0,1	>1	1- 4
Défaut thermique de haute température	< 0,2	> 1	> 4

Tableau III.6 Etude des rapports par CEI 60599

III.2.1.7.5.3 Méthode DUVAL

Cette méthode a été mise au point par un chercheur d'Hydro-Québec dont les études ont portés sur les données de transformateurs de puissance supérieure à 100 MVA.

Elle permet d'établir un diagnostic indifféremment de la combinaison des gaz dissous. Cette méthode n'utilise pas l'hydrogène, il faut donc s'attendre à ce que cette méthode ait une sensibilité amoindrie les défauts classés comme « Décharge partielle ».

$$\% C_2H_2 = \frac{100 x}{x + y + z} \quad \text{où } x = [C_2H_2] \text{ en microlitres par litre}$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100 y}{x + y + z} \quad \text{où } y = [C_2H_4] \text{ en microlitres par litre}$$

$$\% CH_4 = \frac{100 z}{x + y + z} \quad \text{où } z = [CH_4] \text{ en microlitres par litre}$$

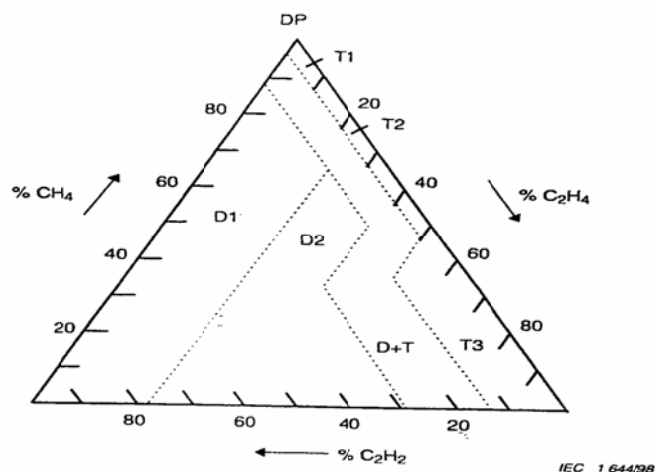


Fig.III.7 Triangle Duval

DP : décharge partielle
 D1 : décharge de basse énergie
 D2 : décharge de haute énergie
 T1 : faute thermique, $T < 300\text{ °C}$
 T2 : faute thermique, $300\text{ °C} < T < 700\text{ °C}$
 T3 : faute thermique, $T > 700\text{ °C}$
 D+T : mélange de fautes thermiques et électrique.

En cas d'anomalies dans le comportement de l'appareil, les actions à prendre en compte sont :

- **Poursuivre les analyses** pour trouver d'autres indices sur le défaut.
 - **Recherche** de la nature du défaut et sa **Localisation** si possible,
 - **Intervention** après la localisation du défaut,
- **Défauts typiques dans les transformateurs de puissance**

Type	Défaut	Causes
DP	Décharges Partielles	Décharges dans des cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier
DE	Décharges électriques	Étincelles ou arcs entre mauvaises connexions à potentiels différents. Décharges entre les pièces de serrage, la traversée et la cuve, la haute tension et la terre dans les enroulements, sur les parois de la cuve. Claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur (changeur de prise défectueux).
DTB	Défaut thermique $T < 300\text{ °C}$	Surcharge des transformateurs en situation d'urgence.
DTM	Défaut thermique $300 < T < 700\text{ °C}$	Contacts défectueux entre connexions boulonnées. Courants de circulation entre pièces de serrage et dans les boulons de culasse, pièces de serrage et tôles magnétiques. Isolation endommagée entre conducteurs adjacents parallèles dans l'enroulement.
DTH	Défaut thermique $T > 700\text{ °C}$	Fort courants de circulation dans la cuve et le noyau. Faibles courants dans les parois de la cuve créés par un champ magnétique élevé non compensé. Court circuit dans les joints des tôles du noyau.

III.2.1.7.5.4 Vitesse typique d'accroissement de gaz

Les vitesses d'accroissement des gaz, en millilitres par jour, comparées aux vitesses d'accroissement de concentration de gaz, en pourcentage par mois, sont considérées comme étant liées plus étroitement à la taille et à la sévérité du défaut.

Cependant, ces vitesses nécessitent de connaître le volume d'huile, ce qui n'est pas toujours possible.

Les vitesses typiques d'accroissement de gaz dépendent beaucoup du type d'équipement, de son âge, du type de défaut diagnostiqué, des cycles de charge et de respiration, et du volume d'isolation impliqué. Il convient qu'elles soient ultimement fixées par l'utilisateur de l'équipement, le fabricant et/ou d'autres experts.

L'expérience a montré que les vitesses du tableau suivant indiquent un comportement typique du matériel respirant à l'air.

Equation pour calculer la vitesse d'accroissement de gaz:

$$\text{Vitesse} = \frac{(y_2 - y_1)m}{\rho(d_2 - d_1)} \text{ [ml/jour]} \quad (\text{III.2})$$

Où : y1 : l'analyse de référence;
 y2 : est la dernière analyse;
 (y2-y1) : est l'augmentation, en microlitres par litre;
 m : est la masse d'huile, en kilogrammes;
 ρ : est la masse volumique, en kilogrammes par mètre cube;
 d1 : est la date pour y1;
 d2 : est la date pour y2.

Hydrogène	<5
Méthane	<2
Ethane	<2
Ethylène	<2
Acétylène	<0.1
Monoxyde de carbone	<50
Dioxyde de carbone	<200

Tableau III.7 Vitesses typiques d'accroissement de gaz

III.2.1.8 Analyse des furanes

III.2.1.8.1 Définition et principe

La dégradation des matériaux celluloseux constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation de plusieurs composés spécifiques de la dégradation de la cellulose, tel que les dérivés furaniques. Leur présence dans l'huile du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier.

Les papiers isolants des transformateurs de puissance se dégradent pour des raisons diverses à savoir :

- la chaleur (surcharges, décharges,...),
- la contamination (saleté, humidité, l'oxygène ...),
- les efforts électrodynamiques (court circuit),
- les contraintes mécaniques.

La dégradation de l'isolation du papier a comme conséquence la perte de ses propriétés mécaniques, il devient fragile et ne peut résister aux efforts mécaniques résultants des forces électromagnétiques, à la dilatation due à la température et aux vibrations.

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire.

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

- 2 FAL : Furfuraldéhyde **le plus significatif**
- 5 HMF : 5- Hydroxyméthylfuraldéhyde.
- 2 AC : 2- Furilméthylcétone.
- 5 MEF : 5- Méthylfurfuraldéhyde.

III.2.1.8.2 Interprétations des analyses des dérivés furaniques

Les résultats obtenus après essai se discutent selon le tableau suivant :

RESULTAS D'ANALYSE	CORRELATION	REGLE DE DIAGNOSTIQUE	
		Etat de vieillissement Des papiers	Observation
[2- FAL] (ppm)	Degré de polymérisation calculé		
0.03	1000	Début de vieillissement du papier	1/3 de vie
0.51	600		
0.51	600	Papier vieilli	½ de vie
2.04	400		
2.04	400	Papier très vieilli	Fin de vie
8.13	200		

Tableau III.8 Interprétation des analyses des dérivés furaniques.

A partir de l'analyse d'un échantillon de papier on obtient la valeur de degré de polymérisation (D.P) qui permet de mesurer son temps de vie espéré.

Le papier vierge a un D.P de 1000 ; après le séchage et l'imprégnation d'huile (quand il sera dans le transformateur) cette valeur tombe à 800. Fin de vie de papier est estimée à D.P<200.

III.2.2 Mesures électriques et diélectriques

Les mesures électriques et diélectriques sont de véritables mesures de diagnostic. Elles font parties de la maintenance conditionnelle et renseignent sur l'état du transformateur et peuvent déclencher des opérations de levée d'anomalies, de traitement d'huile voir des opérations de décuivage, d'expertise plus poussé ou de réparation. Ces actions sont détaillées dans la partie maintenance conditionnelle, néanmoins elles sont réalisées lors de l'entretien détaillé afin d'optimiser les durées des consignations.

III.2.2.1 Mesures électriques

III.2.2.1.1 Mesure du courant à vide

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque l'un des enroulements est alimenté alors que le second est à vide, dans notre cas le primaire est sous tension alors que le secondaire est à vide.

La mesure du courant à vide ou courant d'excitation à tension réduite peut être utilisée pour localiser certains défauts en rapport avec l'isolement de la structure du noyau et les plaques magnétiques, des défauts dans l'isolement entre les spires de l'enroulement et des déficiences dans les dispositifs de commutation du régulateur en charge ou dans un autre type de connexions.

III.2.2.1.2 Mesure du rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation pour les différentes prises du régulateur et à les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations peuvent indiquer des courts-circuits entre les spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexions ou un défaut dans le régulateur.

Ces mesures sont effectuées:

- À la mise en service.
- Lors d'un entretien détaillé.
- Dans le cas d'une défaillance.
- Après une réparation.

III.2.2.1.2.1 Mode de mesure du rapport du transformateur et du courant à vide

Dans ce test, il est injecté une tension au primaire du transformateur, sur l'enroulement secondaire il est recueilli la tension secondaire. Le rapport entre ces deux tensions donne le rapport de transformation.

Le courant mesuré sur l'enroulement primaire est le courant à vide du transformateur alimenté sous tension réduite.

L'amplitude et l'angle de phase du courant de magnétisation sont également mesurés et enregistrés dans le rapport.

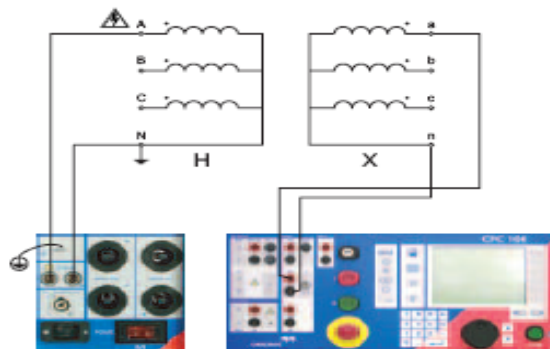


Fig.III.8 Schémas de mesure du rapport de transformation

III.2.2.1.3 Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court circuit, permet de faire une comparaison par rapport aux valeurs des mesures effectuées en usine sur le transformateur.

Cette mesure détecte les changements éventuels pouvant être causés par un défaut tel que les courts-circuits entre spires, les problèmes de circuits magnétiques et autres ouvertures de circuits.

Des changements importants dans la réactance de fuite ($> \pm 5\%$) devraient amener à des investigations plus importantes. En effet la réactance de fuite est sensible aux changements géométriques dans la dispersion du flux dans les différents espaces (entre enroulements, entre cuve et enroulements).

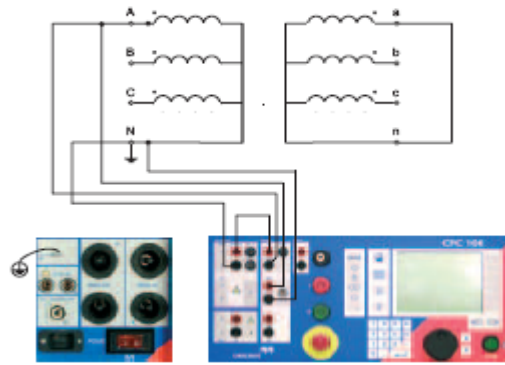


Fig.III.9 Schémas de mesure de la réactance de fuite

III.2.2.1.4 Mesure de la résistance des enroulements

La mesure de la résistance des enroulements permet entre autres de déterminer les pertes dues à l'effet joule dans les enroulements et les connexions.

Des anomalies dans les résultats peuvent laisser suspecter l'existence de courts-circuits entre les spires, de défauts dans les contacts du changeur de prises en charge ou de coupure d'enroulement du transformateur.

La mesure de la résistance est réalisée en courant continu, en prenant le soin de relever la température des enroulements afin de pouvoir ramener les valeurs mesurées vers les valeurs de température de référence qui est généralement de 75°C.

$$R_{cor} = R_m \left(\frac{\theta_F + \theta_{ref}}{\theta_F + \theta_m} \right) \quad (III.3)$$

R_{cor} : Résistance corrigé

R_m : Résistance mesuré

θ_F : 235 pour le cuivre et 225 pour l'aluminium

θ_{ref} : température de référence

θ_m : température des enroulements

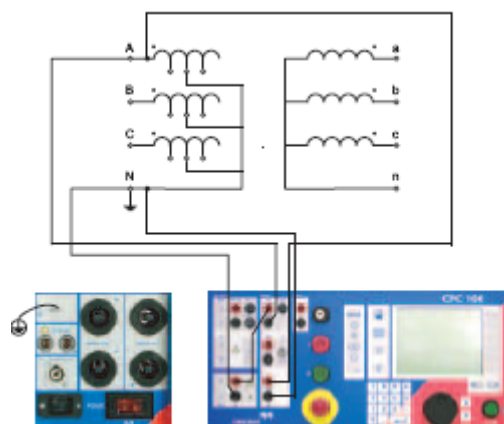


Fig.III.10 Schémas de mesure de la résistance des enroulements

III.2.2.1.5 Interprétation des résultats des essais électriques

Essais réalisé	Partie concernée	exemples
Courant à vide	Circuit magnétique, enroulement	Court- circuit dans les joints des tôles du noyau Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau
Rapport de transformation	Enroulement	Court-circuit entre spires
Réactance de fuite	Circuit magnétique, enroulement	Courants de fuite entre les tôles du noyau
Résistance d'enroulement	Enroulement	Court-circuit entre spires Contacts défectueux entre connexions d'enroulement

III.2.2.2 Mesures diélectriques

Les isolants électriques des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause de défauts du transformateur.

L'objectif des mesures diélectriques est de détecter d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant l'apparition d'un incident voir d'une avarie.

III.2.2.2.1 Mesures d'isolement

Il s'agit de la mesure de la conductivité superficielle de l'isolement. Cette mesure peut détecter une défaillance imminente car elle permet de connaître l'état de l'isolement.

Les mesures d'isolement dans un transformateur consistent à vérifier l'isolation entre enroulements, entre les enroulements et la cuve, entre cuve et masse.

L'appareil utilisé pour les mesures d'isolement est un appareil qui permet d'injecter une tension de 5000 V en courant continu. (Il existe d'autres moyens tels que la mesure du facteur de puissance et de la capacité utilisé lors de l'entretien systématique détaillé).

o Procédure

Après avoir déconnecté la liaison de mise à la terre du transformateur, procéder :

1. à une mesure d'isolement entre chaque enroulement et les autres enroulements reliés à la terre.
2. à une mesure d'isolement entre enroulements distincts.

L'appareil à utiliser : Mégohmmètres 5000 V.

III.2.2.2 Mesure de la capacité et du facteur de dissipation

La mesure du facteur de dissipation et de la capacité des enroulements est un bon outil pour déterminer la qualité et l'état de l'isolement des équipements, spécialement ceux qui incorporent dans leur fabrication des isolants papier- huile.

En effet le facteur de dissipation appelé aussi $\text{tg}\delta$, ne doit pas évoluer dans le temps, toute évolution indiquerait un changement dans la structure interne ou une détérioration de l'isolement.

De même que la capacité renseigne sur la perte d'isolement dans le noyau et les enroulements. Ainsi, la variation de la capacité d'un isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage, etc.

C_{c-e} : capacité entre cuve et enroulements.

C_{e-e} : capacité entre enroulements.

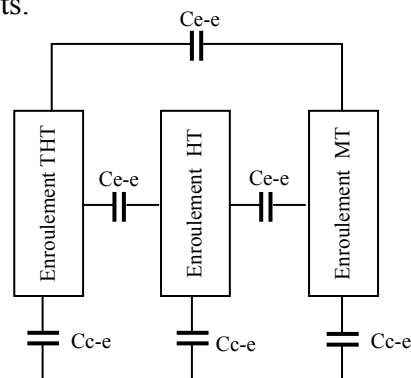


Fig.III.11 Capacité des enroulements

o Mode opératoire de mesure

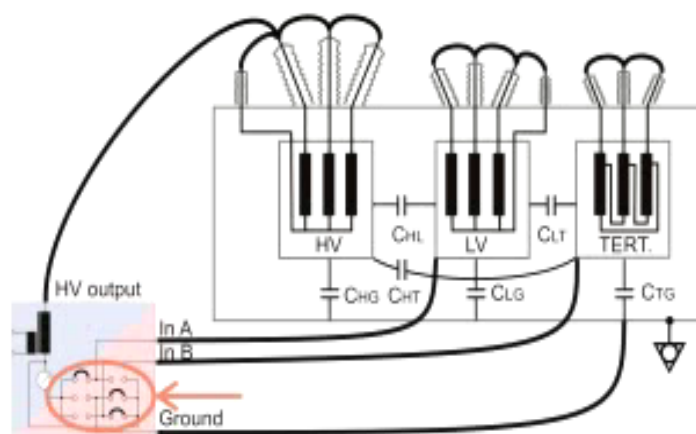


Fig. III.12 Mesure du facteur de dissipation et de la capacité des enroulements

III.2.2.2.3 Mesure de la capacité des bornes

La traversée haute tension est un accessoire important qui peut en cas d'avarie être une cause d'indisponibilité du transformateur, c'est pour cela qu'une attention particulière doit lui être accordée lors des entretiens.

Quand les bornes sont de type capacitif, elles possèdent normalement une prise de mesure.

Une borne capacitive de construction typique possède deux isolements C1 et C2. La valeur C1 représente la capacité entre le conducteur central de la borne et la prise capacitive, tandis que la valeur C2 indique la capacité entre la prise capacitive et la terre.

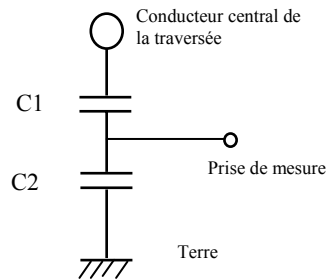


Fig. III.13 Mesure de la capacité des bornes

Les résultats des mesures doivent être comparés aux résultats des tests effectués en usine, néanmoins des différences (allant jusqu'à 10%) peuvent être observées.

Pour réduire les causes d'erreurs, il est nécessaire de prendre certaines précautions :

- ✓ Veiller à bien dépolluer la traversée avant la mesure.
- ✓ Eviter de réaliser la mesure si l'humidité atmosphérique est importante.
- ✓ Dans la mesure du possible réaliser la mesure à une température proche de celle au cours des essais en usine.

III.2.3 Analyse par réponse fréquentielle (FRA)

Un transformateur est soumis à des contraintes pendant son transport et son installation ainsi que lors de défaut violents, ou la structure mécanique et les enroulements du transformateur sont soumis à de fortes sollicitations mécaniques induites par les efforts électrodynamiques provoqués par le défaut.

Le diagnostic de ce type de déformation peut être mis en évidence grâce à l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) des enroulements du transformateur.

Le circuit équivalent de l'enroulement d'un transformateur inclut la résistance et l'inductance d'une bobine ainsi que des capacités parasites entre les bobines adjacentes et entre l'enroulement et la paroi de la cuve. La réponse en fréquence de l'enroulement est par conséquent une caractéristique propre à chaque enroulement de transformateur. Les déformations mécaniques des enroulements provoquent des modifications du circuit équivalent. En mesurant la réponse en fréquence des enroulements du transformateur sur une large plage de fréquences, il est possible de déceler les défauts suivants :

- Déformations de la géométrie des enroulements (axiales et radiales).
- Connexions internes interrompues.
- Enroulements ouverts ou en court-circuit.
- Défaut sur le circuit magnétique (tôles en court-circuit).
- Défaut de mise à terre du noyau.
- Défaut dans les barres de connexions des bobines.

III.2.3.1 Quand faut –il faire un teste FRA ?

Généralement les mesures sur les transformateurs sont recommandées :

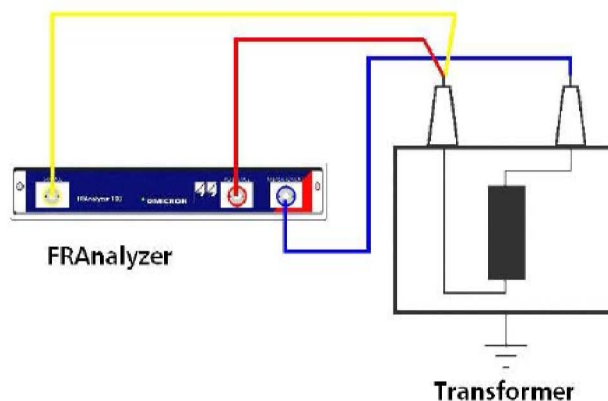
- A la réception en usine.
- Sur site lors des essais de réception.
- Avant et après chaque mouvement du transformateur.
- Après chaque défaut violent (défaut sur jeux de barres ou défaut proche).
- Si l'analyse des gaz dessous indiquent un défaut de haute température (défaut en relation avec le noyau magnétique).
- Suite à des courts-circuits élevés survenant sur le réseau électrique.
- Après installation et réinstallation.
- Après avoir connu des pannes électriques.

III.2.3.2 Mode opératoire de mesure FRA

- Consignation (mise hors service) du Transformateur.
- Alimentation de l'appareil FRA.
- Préparation de la mesure à l'aide du logiciel FRA.

La préparation des mesures doit passer par les étapes suivantes :

- Connexion du FRA au PC : Grâce au câble USB et au cordon d'alimentation du convertisseur USB optique.
- Paramétrage des mesures grâce au logiciel FRA: Le paramétrage du FRA consiste à définir le transformateur ainsi que toutes les traces que l'on souhaite enregistrer et préciser le nom de la phase de mesure avec la position du régleur.
- Il permet aussi d'alimenter une base de données pouvant contenir toutes les mesures effectuées.



FigIII.14. Essais entre extrémités.

III.2.3.3 Mesure

- Connexion de la pince de mesure sur la borne de référence et la borne de mesure.
- Utiliser trois câbles haute fréquence (ayant une impédance, caractéristique connue et constante).
 - Un câble (jaune) : pour l'injection du signal.
 - Un câble (rouge) : pour la mesure du signal tension de référence sur la borne d'entrée.
 - Un câble (bleu) : pour la mesure de la tension de réponse.

Connecter les deux câbles jaunes (source) et rouge (référence) sur la borne de référence

- Neutre : pour couplage étoile.
- Phase : pour couplage triangle.

À l'aide d'un jeu d'un adaptateur BNC livré au connecteur BNC de la pince.

Il est recommandé d'utiliser deux tresses en aluminium pour mettre les pinces à la terre.

- Avoir des câbles de la mise à la terre (des tresses) aussi courte que possible (sans faire des bouclés) et sans toucher les traversées pour les deux bornes.
- Raccordez les tresses en aluminium à la cuve de transformateur en utilisant les pinces à vis. Assurez-vous que toutes les pinces et les tresses sont vissé à fond et qu'il existe un contact électrique entre les pinces et la cuve du transformateur (pour les deux bornes). En cas de doute, décapez la couche de vernis à l'aide de la lime livrée.
- Connecter le câble bleu (mesure) sur la borne de mesure à travers la pince.

III.2.3.4 Méthode de mesure FRA

III.2.3.4.1 Essai entre extrémités

On injecte le signal tour à tour à une extrémité de chaque enroulement et l'on mesure le signal à l'autre extrémité (fig.III.15).

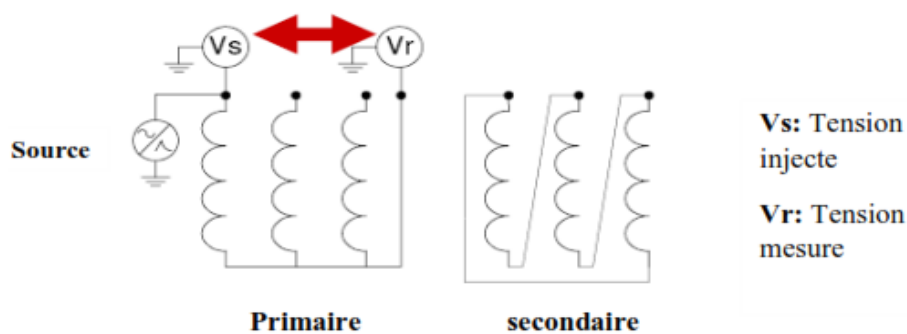


Fig.III.15 Mesure entre extrémités.

L'impédance de magnétisation du transformateur est principal paramètre caractérisant la réponse en fréquence basse (en- dessous du premier point de résonance) quand on utilise cette configuration. Cet essai est celui que l'on utilise le plus communément pour sa simplicité et la possibilité qu'il offre d'examiner séparément chaque enroulement.

III.2.3.4.2 Essai en court-circuit

Cet essai ressemble à la mesure entre extrémités mais avec un enroulement court-circuité sur la même phase (fig.III.16), de telles mesures permettent d'éliminer l'influence du noyau en dessous de 10-20 kHz environ, du fait que la réponse en fréquence basse est caractérisée par l'inductance de fuite au lieu de l'inductance de magnétisation. La réponse pour des fréquences plus élevées est similaires à celle que l'on obtient en utilisant la mesure entre extrémités.

L'enroulement en court-circuit peut être laissé au potentiel flottant ou bien être mis à la terre. Pour les transformateurs triphasés, il y a deux niveaux de variations, soit avec un court-circuit par phase soit avec un court-circuit triphasé. En outre, les essais de court-circuit entre extrémités peuvent être réalisés en raccordant la source soit à l'extrémité cote phase, soit à l'extrémité cote neutre.

On peut effectuer cet essai si l'on veut obtenir des informations concernant l'impédance de fuite à basse fréquence, ou à éliminer certaines incertitudes liées à l'analyse de l'influence du noyau lorsqu'il existe un magnétisme résiduel.

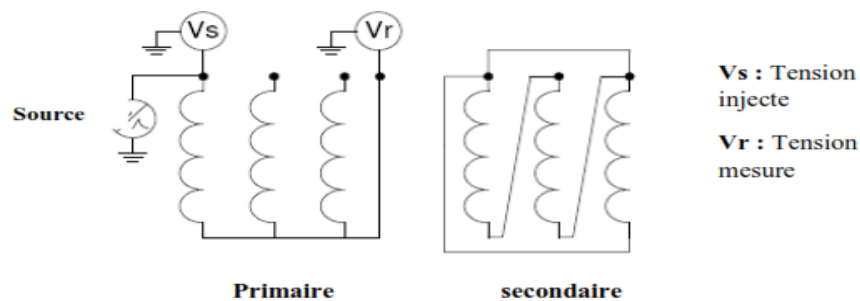


Fig. III.16 mesure en court-circuit.

III.2.3.4.3 Essai capacitif entre enroulement

On applique le signal à une extrémité d'un enroulement et l'on mesure la réponse à une extrémité d'un autre enroulement de la même phase (non relié au premier) fig.III.17.

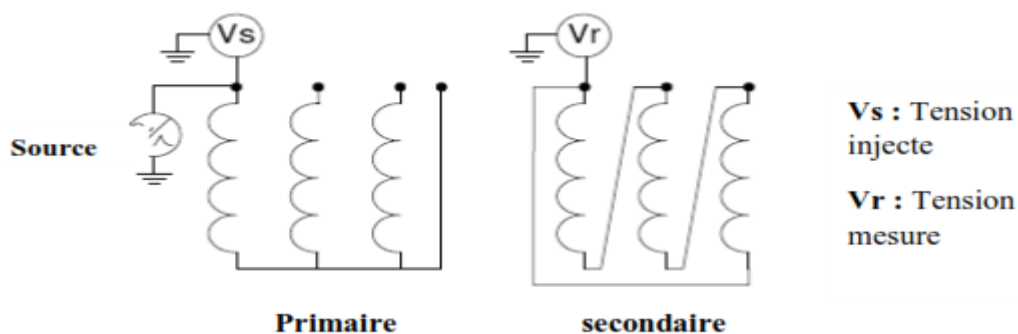


Fig.III.17 mesure capacitif entre enroulements.

III.2.3.4.4 Essai inductif entre enroulement

On injecte le signal sur la borne coté HT, et l'on mesure la réponse sur la borne correspondante coté BT, les autres extrémités des deux enroulements étant reliées à la terre (fig.III.18)

Pour cette mesure, la plage en basse fréquence est déterminée par le rapport des nombres de spires des enroulements.

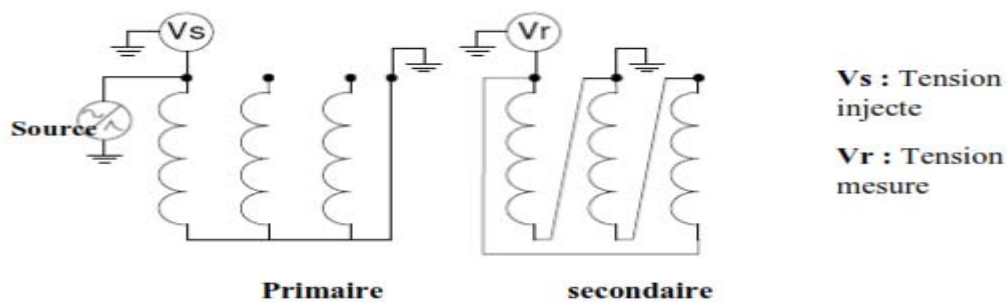


Fig.III.18 mesure inductif entre enroulements.

III.2.3.5 Méthodes d'interprétation

III.2.3.5.1 Interprétation méthodologique

La FRA est une méthode comparative pour évaluer l'état des transformateurs de puissance. Pour évaluer les résultats de FRA, on compare, généralement par une simple observation visuelle des couches, les informations actuelles avec les informations de référence.

Il ya trois approche pour obtenir des informations de référence :

- Mesure préalable sur le même transformateur (empreinte digitale)
- Mesure sur des transformateurs identiques (jumeaux)
- Mesure sur des phases d'un même transformateur teste séparément

III.2.3.5.2 Domaine de fréquences pour les interprétations

Le tableau III.9 montre le domaine d'interprétation de FRA compte tenu des limites venant de la géométrie des installations d'essai et de certaines conditions d'incertitude liées à des flux rémanents.

En règle générale, les spires court-circuitées, l'aimantation et d'autres défauts reliés au noyau magnétique altèrent la forme de la courbe aux basses fréquences. Les moyennes fréquences quant à elles représentent des mouvements axiaux ou radiaux de l'enroulement, et les hautes fréquences indiquent des défauts quant aux câbles qui relient les enroulements aux traversées et aux changeurs de prise.

$f < 2000 \text{ Hz}$	Déformation du noyau, magnétisme résiduel
$2000 \text{ Hz} < f < 20 \text{ kHz}$	Court-circuit entre spire, circuits ouverts
$20 \text{ kHz} < f < 200 \text{ kHz}$	Déplacement relatifs entre les enroulements
$200 \text{ kHz} < f < 2 \text{ MHz}$	Déformation propre de l'enroulement
$2 \text{ MHz} < f < 10 \text{ MHz}$	Disposition de couplage et câbles de mesure

Tableau III.9 Domaines typiques d'interprétation de FRA

III.2.4 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est une action importante dans le diagnostic des transformateurs de puissance, elle permet de nous renseigner sur l'état de chaque élément, de sa constitution, et visualiser les traces des défauts lors d'un incident.

Les inspections peuvent avoir lieu comme suit :

III.2.4.1 Inspection extérieure du transformateur

Elle consiste à vérifier de près les éléments apparents comme :

- ✓ Vérification des traversées et leurs connexions.
- ✓ Vérification des armoires.
- ✓ Vérification du circuit de refroidissement et l'étanchéité du transformateur.
- ✓ Vérification de l'état de la cuve.
- ✓ Vérification des mises à la terre.

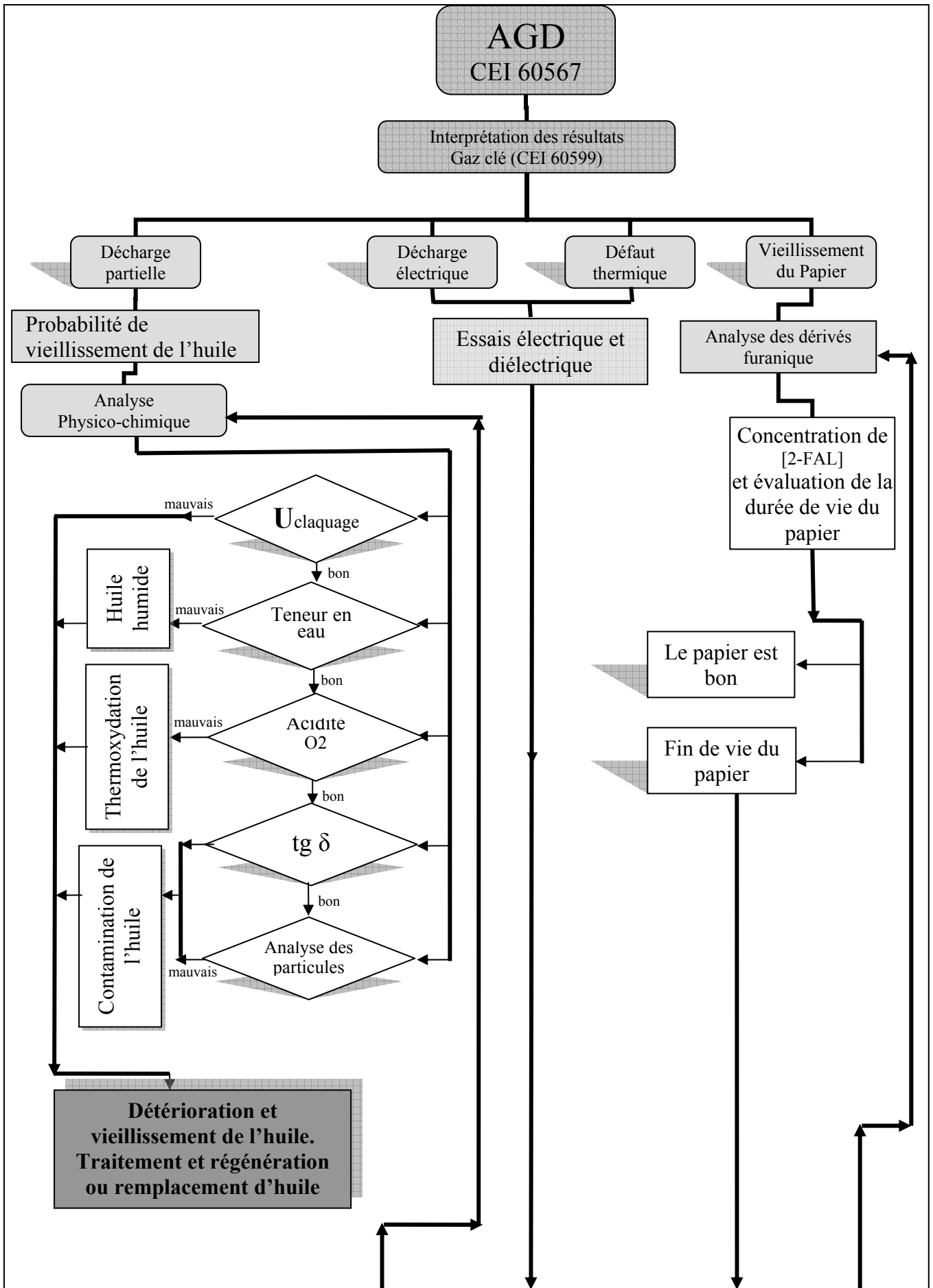
III.2.4.2 Inspection intérieure de la partie active

Cette action intervient après avoir pris la décision de décuvage du transformateur, et cette décision dépend de l'analyse des résultats obtenus lors des essais de diagnostic.

Elle consiste à vérifier :

- ✓ Les enroulements et le circuit magnétique (brûlure, déformation,...).
- ✓ Les connexions et serrages (mauvais serrage, point chaud,...).
- ✓ L'état du papier cellulosique (carbonisation, vieillissement...).
- ✓ La mise à la terre du circuit magnétique (connexion et serrage).
- ✓ L'état du régleur et le commutateur (brûlure,...).
- ✓ Les calages (déplacement, brûlure,...).
- ✓ Vérifier la présence des traces d'un défaut (débris de cuivre, boue noir, charbon,...).

III.2.5 Organigramme de diagnostic des transformateurs de puissance



III.2.6 Conclusion

Les actions de maintenance périodique sur un transformateur nous renseignent sur son état général et d'entreprendre les actions qui s'imposent pour maintenir une fiabilité de fonctionnement acceptable.

L'intervention de l'équipe de maintenance sur un transformateur suite à un incident afin de procéder au diagnostic, nécessite une procédure d'essai complète (électrique, diélectrique et chimique) pour vérifier l'état de toutes les parties du transformateur.

L'analyse des résultats d'essais, s'effectue selon des normes internationales pour expliquer les causes de l'incident et passer ensuite aux actions de réparations.

Chapitre IV :

Etude expérimentale

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, il est exposé les résultats obtenus suite aux essais effectués sur un transformateur en défaut, ainsi que les interprétations déterminant les circonstances de l'incident. Le but de ce chapitre est de mettre en évidence toute l'étude théorique pour faire un diagnostic d'un transformateur de puissance.

Le transformateur de puissance qui fait l'objet de cette présentation appartient à SONELGAZ/GRTE.

Ce transformateur a été retiré de l'exploitation suite à un déclenchement par relais Buchholz.

○ Caractéristique du transformateur

Emplacement : poste bab Ezzouar

Nombre : TR3

Année de construction : 1993

Type : Colonnes

Puissance : 20 / 30 MVA

Refroidissement : ONAN / ONAF

Tension : 60 / 31,5 / 11 kV

Couplage : YNyn0d11

Fréquence : 50 HZ

Tension court-circuit: 30MVA, 60/31,5KV: 9,65 %

20MVA, 60/11KV : 12,25 %

20MVA ; 31,5/11KV : 4,67 %

○ Circonstances de la mise hors service:

Le transformateur a été retiré de l'exploitation suite à un déclenchement par relais Buchholz.

IV.2.1 Analyse des gaz dissous

Le dernier échantillon d'huile (24/03/2014) a été prélevé juste après l'incident, les résultats de la chromatographie sont dans le tableau suivant :

<i>Propriétés chimiques</i>	<i>24/03/2014</i>	<i>Limite recommandée</i>	<i>Normes de référence</i>
<i>Bioxyde de carbone (CO₂)</i>	<i>2507</i>	<i>13000</i>	<i>IEC 60567 IEC 60599</i>
<i>Monoxyde de carbone (CO)</i>	<i>376</i>	<i>900</i>	
<i>Hydrogène (H₂)</i>	<i>76</i>	<i>150</i>	
<i>Méthane (CH₄)*</i>	<i>143</i>	<i>110</i>	
<i>Ethane (C₂H₆)*</i>	<i>31</i>	<i>90</i>	
<i>Ethylène (C₂H₄)*</i>	<i>286</i>	<i>280</i>	
<i>Acétylène (C₂H₂)*</i>	<i>3</i>	<i>50</i>	

IV.2.1.1 Analyse des résultats

La présence notable de méthane et l'éthylène, est le produit d'un défaut thermique intense à l'intérieur du transformateur. Ce défaut est probablement un arc électrique provoqué par un court-circuit interne.

IV.2.1.2 Calculs des rapports des gaz par la méthode de la CEI 60599

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{3}{286} = 0.0104 < 0.2$$

$$\frac{CH_4}{H_2} = \frac{143}{76} = 1,881 > 1$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{286}{31} = 9,225 > 4$$

Ces rapports montrent l'existence d'un **Défaut Thermique De Haute Température**.

IV.2.2 Analyse des furanes

Poste	Age (ans)	5HMF	2FOL	2FAL	2ACF	5MEF	durée de vie résiduelle
BabEzzouar TR3	21	<0.01	<0.01	6	<0.01	<0.01	0

La valeur de 2FAL est très grande, On peut dire qu'il existe une forte dégradation de papier. Pour préciser la cause du défaut il faut approfondir l'expertise par des essais électriques et diélectriques complémentaires.

IV.2.3 Mesures électriques et diélectriques

IV.2.3.1 Mesure de résistance d'isolement des enroulements

Appareils : Megohmetre 5000V

<i>Combinaisons</i>	<i>2500 V ; 3 min ; (MΩ)</i>
<i>Primaire / Secondaire + Tertiaire + masse</i>	<i>3000</i>
<i>Secondaire / Primaire + Tertiaire + masse</i>	<i>100</i>
<i>Primaire / Secondaire</i>	<i>150</i>

IV.2.3.2 Mesure résistance d'isolement du circuit magnétique

Appareils : Megger 5000V

<i>Tension injectée ; durée de l'injection</i>	<i>1000 V ; 3 min. (M) Ω</i>
<i>Circuit magnétique / masse</i>	<i>100</i>

Nota

Les valeurs des résultats des essais d'isolement sont correctes.

IV.2.3.3 Mesure du courant à vide

Coté Primaire			
Phase	Position RC	Tension (V)	Courant Alimentation
A-N	11	240	35,4 mA
B-N	11	240	8 A
C-N	11	240	35,3 mA

Nota

La valeur du courant à vide dans la phase B est très grande. On peut dire que la phase B est le siège d'un défaut. Le courant excessif de la phase médiane laisse supposer la présence d'un court-circuit dans l'enroulement.

IV.2.3.4 Mesure du rapport de transformation:

<i>Primaire/Secondaire</i>				
<i>Position RC</i>	<i>Nominal</i>	<i>Ratio ph A</i>	<i>Ratio ph B</i>	<i>Ratio ph C</i>
1	2.190	2.189	<i>Impossible de mesuré, courant exagéré.</i>	2,189
2	2.162	2.163		2,164
3	2.133	2.131		2,133
4	2.105	2.105		2,107
5	2.076	2.074		2,075
6	2.048	2.048		2,049
7	2.019	2.017		2,018
8	1.990	1.991		1,992
9	1.962	1.959		1,961
10	1.933	1.933		1,934
11	1.905	1.902		1,903
12	1.876	1.876		1,877
13	1.848	1.845		1,846
14	1.819	1.819		1,820
15	1.790	1.787		1,788
16	1.762	1.761		1,762
17	1.733	1.730		1,731
18	1.695	1.704		1,705
19	1.670	1.673		1,674
20	1.648	1.646		1,647
21	1.619	1.615		1,616

<i>secondaire / Tertiaire</i>				
<i>Position RC</i>	<i>Nominal</i>	<i>Ratio ph A</i>	<i>Ratio ph B</i>	<i>Ratio ph C</i>
/	3,315	3,325	*	3,325

Nota

Les valeurs des rapports de transformation ne sont pas correctes pour les phases médianes des enroulements secondaires et tertiaires. Lors de l'injection à partir du primaire, aucune tension n'est enregistrée sur la phase B du secondaire et du tertiaire. Les bobines correspondantes peuvent être en défaut (court-circuit).

IV.2.3.5 Mesure de résistance ohmique des enroulements

<i>Primaire</i>			
<i>Position RC</i>	<i>A-N (Ω)</i>	<i>B-N (Ω)</i>	<i>C-N (Ω)</i>
11	0,225	0,224	0,223

<i>Secondaire</i>			
<i>Position RC</i>	<i>A-N (Ω)</i>	<i>B-N (Ω)</i>	<i>C-N (Ω)</i>
11	0,0747	0,0510	0,0772

<i>Tertiaire</i>			
<i>Position RC</i>	<i>A-N (Ω)</i>	<i>B-N (Ω)</i>	<i>C-N (Ω)</i>
11	0,0313	0,0496	0,0392

Nota

La phase B de l'enroulement secondaire présente une résistance faible par rapport aux autres valeurs ce qui explique la présence d'un court-circuit sur cette phase. Ceci est par ailleurs conforté par la mesure incorrecte du rapport de transformation.

Pour l'enroulement tertiaire qui couplé en triangle, les résistances A-N et C-N sont comparables mais la résistance de la phase B est légèrement élevée. Elle est de ce fait suspectée d'être en défaut.

IV.2.3.6 Interprétation des résultats des essais électriques

Les essais électriques réalisés en basse tension montrent l'existence d'un court-circuit au niveau des phases B des enroulements MT (31,5KV) et 11 KV. Ce défaut est par ailleurs confirmé par les résultats obtenus dans les analyses des gaz dissous.

A la lumière de ces résultats, la décision de décuver le transformateur est incontournable afin d'inspecter les parties internes (enroulements et circuit magnétique).

IV.2.4 Inspection visuelle

- Déformation des enroulements MT (31,5KV) et (11KV) de la phase B, au niveau de la partie supérieure.
- Court-circuit dans les premières spires de l'enroulement MT.
- Présence en grande quantité de débris de cuivre et papier brûlé dispersés pour la partie active, surtout dans la phase B.
- Déplacements des calages et connexions MT (31,5KV) de la phase B.
- Absence de calage efficace des colonnes en dessous de la culasse supérieur, surtout dans la phase B.



Fig.IV.1 Partie active – côté MT (secondaire)



Fig.IV.2 Présence de débris de cuivre et papier brûlé dans la partie active.



Fig.IV.3 Déplacements des calages et connexions MT (31,5KV).



Fig.IV.4 Court-circuit dans les premières spires de l'enroulement MT (31,5KV), phase B.



Fig.IV.5 Absence de calage efficace en dessous de culasse supérieure.

IV.2.5 Analyse de l'incident et conclusion :

D'après l'inspection il est constaté que le défaut a affecté les enroulements secondaire et tertiaire, au niveau des phases médianes.

Toutes les mesures effectuées pour réaliser le diagnostic confirment la présence réelle d'un défaut électrique interne (courant à vide, rapport de transformation, résistance et présence de gaz).

Les bobines ont subi des contraintes thermiques et dynamiques importantes comme illustré par les photos avec des traces de brûlures ainsi que la disparition des calages des bobines.

Il y a lieu de noter que les dégâts enregistrés auraient été limités si la protection différentielle avait fonctionné pour éliminer le défaut rapidement (environ 3 périodes). L'intervention de la protection Buchholz est toutefois assez lente pour produire des effets thermiques et dynamiques destructifs.

Pour mémoire, il est rappelé que la protection différentielle était en défaut lors de cet incident.

IV.3 Simulation d'un diagnostic par logiciel

Les photos suivantes, nous donne une image sur les étapes à suivre pour réaliser un diagnostic automatique.

The screenshot displays the DiagnoTR software interface. The main window has a menu bar with 'Fichier' and standard window controls. Two dialog boxes are open:

- Plaque signalétique**: A dialog box titled 'Donnez les valeurs de la plaque signalétique'. It contains several input fields with the following values:

Paramètre	Valeur
Puissance nominale 1	30
Puissance nominale 2	20
Puissance nominale 3	20
Tension nominale 1	60
Tension nominale 2	31,5
Tension nominale 3	11
Tension de court-circuit 1	9,65
Tension de court-circuit 2	12,25
Tension de court-circuit 3	4,67

Buttons for 'OK' and 'Cancel' are visible.
- AGD**: A dialog box titled 'Donnez les résultats des AGD'. It contains several input fields with the following values:

Paramètre	Valeur
C2H2	3
C2H4	286
C2H6	31
CH4	143
H2	76
CO	376
CO2	2507

Buttons for 'OK' and 'Cancel' are visible.

Le transformateur est le siège d'un défaut thermique

Essais électriques et diélectriques

		Valeur mesurée	Valeur de référence		Valeur mesurée	Valeur de référence		
Courant à vide en (mA)	A	35.4	35.3	Résistance d'enroulement (m ohm)	A	225		
	B	8000	35.4		primaire	B	224	
	C	35.3	35.4		C	223		
Rapport de transformation	A	1.904	1.905		secondaire	A	74.7	
	primaire/secondaire	B	0			1.905	B	51
	C	1.903	1.905			C	77.2	
secondaire/tertiaire	A	3.325	3.315	tertiaire	A	31.3		
	B	0	3.315		B	49.6		
	C	3.325	3.315		C	39.2		
Tangente delta (%)		0						
Isolement (Mégohm)	primaire/terre	3000	Zcc (%)	primaire	9.65	<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/>		
	secondaire/terre	100		secondaire	12.25			
	primaire/secondaire	150		tertiaire	4.67			

Le transformateur est le siège d'un défaut thermique

Essais électriques et diélectriques

Erreur

Courant à vide de la phase B élevé

OK

Erreur

mauvais rapport de transformation entre l'enroulement primaire et secondaire dans la phase B

OK

Erreur

mauvais rapport de transformation entre l'enroulement secondaire et tertiaire dans la phase B

OK

Erreur

Mauvaise résistance de l'enroulement secondaire dans la phase B

OK

Erreur

Mauvaise résistance de l'enroulement tertiaire dans la phase B

OK

Interprétation des résultats

Défaut dans les enroulements

Découper le transformateur pour inspection interne de la partie active

En exécutant le logiciel, nous voyons apparaître séquentiellement des pages à remplir, à commencer par les caractéristiques de la plaque signalétique du transformateur jusqu'aux résultats des essais électriques et diélectriques qu'il y a lieu de valider au fur et à mesure.

A fin de l'exécution du programme il est affiché une interprétation finale du diagnostic.



Bibliographie

Conclusion générale :

Cette étude nous a permis de connaître un peu mieux le transformateur de puissance, notamment du point de vue de son exploitation où il rencontre des problèmes divers qui gênent son fonctionnement.

De par son importance dans un poste et sur le réseau d'une façon générale, le transformateur doit à tout moment être capable d'assurer une continuité d'alimentation sans faille et c'est la raison pour laquelle, dans le cadre d'une maintenance efficace, le diagnostic doit être réalisé de façon la plus juste possible pour garantir une réparation de l'anomalie dans les meilleurs délais possibles.

A travers cette étude, nous avons appris et réalisés des tests pratiques sur plusieurs transformateurs en incident, suivant des procédures établies par les services de maintenance.

Notre contribution dans ce travail, a consisté à proposer un organigramme qui prend en compte une multitude de problèmes pouvant affecter un transformateur et d'en proposer à l'exploitant la solution la plus adéquate à réaliser sur le transformateur en défaut.

A partir de cet organigramme nous avons conçu un logiciel qui traite les résultats des essais et donne la partie éventuellement concernée par le défaut ce qui est une aide précieuse pour le personnel de maintenance.

Nous retenons aussi que chaque essai effectué est important dans la mesure où il fournit un indice complémentaire intéressant pour aboutir à une solution précise concernant le transformateur en défaut.

En ce qui concerne notre stage chez SONELGAZ/GRTE, celui-ci, nous a permis de découvrir les procédures d'essais qui s'effectuent dans le cadre de la maintenance des transformateurs et d'approfondir nos connaissances pratiques relativement aux problèmes rencontrés sur les transformateurs en exploitation.



Conclusion générale

Bibliographie

- [1] Doctrine de maintenance des transformateurs de puissance GRTE
- [2] Manuel de réglage des protections des réseaux SONELGAZ GRTE
- [3] H.Djemah et K.Aliouane «Diagnostic des transformateurs de puissances en utilisant la technique d'analyse fréquentielle FRA » thèse d'ingénieur UMMTO 2010.
- [4] P. Christophe « Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateurs de puissance recherche d'un mélange optimal » thèse doctorat 2005,
- [5] M.KOSTENKO et L.PIOTROVSKI. Machines électriques,
- [6] N.Berger : *Liquides isolants en électrotechnique Caractéristiques des produits.* Technique de l'ingénieur, D2471, 2002.
- [7] Politique de maintenance des transformateurs de puissance SONELGAZ GRTE
- [8] IEEE STD C57.104-1991: Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers
- [9] Techniques de diagnostic des transformateurs, RED ELECTRICA.
- [10] CEI 60076-1 Transformateurs de puissance – généralité
- [11] CEI 60076-2 Transformateurs de puissance – échauffement
- [12] CEI 60076-3 Transformateurs de puissance – niveau d'isolement, essais diélectriques
Et distances d'isolement dans l'air
- [13] CEI 60076-4 Transformateurs de puissance – guide pour les essais de choc de foudre.
- [14] CEI 60076-5 Transformateurs de puissance – court-circuit
- [15] CEI 60076-7 Transformateurs de puissance – surcharge
- [16] CEI 60422 Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes Directrices pour la maintenance et la surveillance
- [17] CEI 60156 Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage à fréquence Industrielle – Méthode d'essai.
- [18] CEI 60296 Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion
- [19] CEI 60247 Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de Dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu.
- [20] CEI 60567 Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices

Bibliographie

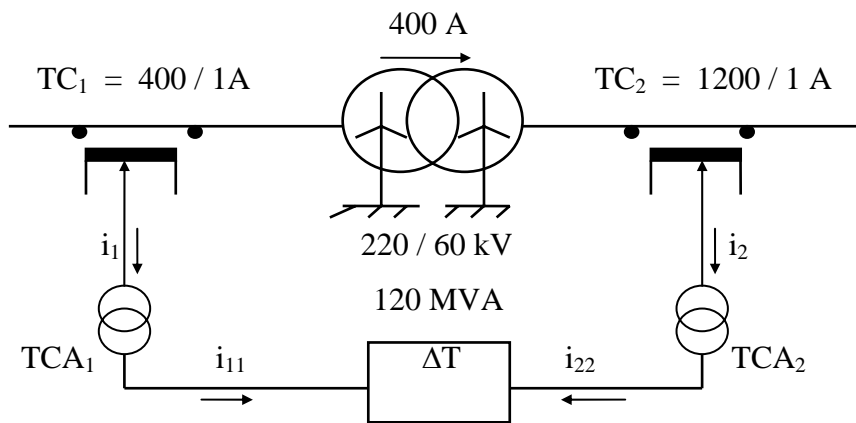
- [21] CEI 60599 Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres
- [22] CEI 60970 Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules Dans les isolants liquides.
- [23] CEI.60.270 Mesure des décharges partielles.
- [24] CEI. 137 Mesure de $\tan \delta$ des transformateurs de puissance.
- [25] CEI 60076-8 Premières éditions, Transformateurs de puissance – Guide d'application,
- [26] CEI 60475, Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides.
- [27] CEI60214-1 Changeurs de prises – Prescriptions de performances et méthodes d'essais
- [28] CEI 60814, Isolants liquides – Cartons et papiers imprégnés d'huile, Détermination De la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fisher automatique.
- [29] omicron, Test Universe - Test par injection primaire.
- [30] Formation en matière d'interprétation des essais de diagnostic des transformateurs, RED ELECTRA Internacional, Octobre 2007.
- [31] Maintenance des transformateurs de puissance, CEGELEC, juin 1986.
- [32] Guide des huiles isolantes, NYNAS.
- [33] Outils de diagnostic des transformateurs à GRTE.
- [34] Dégradation des isolants solides et liquides des transformateurs de puissance, Equipe d'amélioration, Résolution de problèmes.
- [35] Centrales et Postes, Cahier de cour, Lycov, 1990.
- [36] Maintenances des transformateurs, Siemens Transformers.
- [37] Philosophie des réglages des protections, SONELGAZ/GRTE, A.Keddache.



Annexe

Annexe

Annexe : réglage d'une protection différentielle transformateur:



Par suite du couplage étoile-étoile avec mise à la terre des neutres, les courants primaire et secondaire du transformateur sont en phase. Un couplage étoile triangle aurait nécessité un couplage triangle à l'entrée des transformateurs de recalage TCA₁ pour rattraper le déphasage entre les courants primaires et secondaires.

Le reste des réglages consiste à définir les rapports des TCA₁ et TCA₂ qui permettent d'avoir l'égalité des courants i_{11} et i_{22} à l'entrée du relais quelque soit la charge transitant par le transformateur (pour notre exemple la charge de 400 A vue sous 220 kV).

- **Côté 220 kV:**

$i_1 = 1 \text{ A}$ En choisissant un rapport de transformation égal à 1 pour le TCA₁ nous aurons:
 $i_{11} = 1 \text{ A}$

- **Côte 60 kV:**

Le courant de charge coté 60 kV est:

$$I_{\text{CH.60}} = I_{\text{CH.220}} \times \frac{U_1}{U_2} = 400 \times \frac{220}{60} = 1467 \text{ A}$$

Le courant de charge au secondaire des TC principaux est:

$$I_2 = \frac{I_{\text{CH.60}}}{K_i} = \frac{1467}{1200} = 1,22 \text{ A}$$

Le but recherché est d'avoir :

$$i_{11} = i_{22} = 1 \text{ A.}$$

L'équation simplifiée des forces magnétomotrices du TCA₂ nous permet d'écrire:

$$n_2 \times i_2 = n_{22} \times i_{22} \quad \Rightarrow \quad \frac{n_2}{n_{22}} = \frac{i_{22}}{i_2} = \frac{1}{1,22} = 0,82$$

Annexe

n_2 et n_{22} sont respectivement les nombres de spires primaires et secondaires des TCA à nombre de spires réglables.

- Pour TCA₁ : $n_1 = n_{11} = 26$ spires.

- Pour TCA₂ : $n_2 = 18$ spires ; $n_{22} = 22$ spires.

La sensibilité de la protection est réglée à:

$$I_S = 30 \% \times I_N$$

Dans les protections différentielles de technologie numérique, les TC de recalage sont intégrés à l'intérieur des protections.