

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'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : **Electrotechnique industrielle**

Présenté par
Ammar Beneddine
Flora Ben Mamer

Thème

Etude des essais normalisés des transformateurs de puissance MT/BT

Mémoire soutenu publiquement le 09/06/2016 devant le jury composé de :

Mr Mohammed Megherbi

Professeur, UMMTO, Président

Mme F.Bitam-Megherbi

Professeur, UMMTO, Encadreur

Mme Karima Chaouchi

Ing.Chef de service, Electro-Industries, Co-Encadreur

Melle Rahma Kachenoura

MCB, UMMTO, Examinatrice

Mr M'hand Mekious

MAA, UMMTO, Examineur

Remerciements

Nous tenons à remercier profondément Dieu, le tout puissant de nous avoir donné le Courage, la volonté, ainsi que la santé pour réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements et nos sincères reconnaissances à **M^{me} F. Bitam-Megherbi**, pour sa disponibilité, ses conseils judicieux, ses directives et ses orientations concernant notre projet de fin d'étude, tout en nous accordant sa confiance et en nous faisant profiter de sa large expérience tout au long de la réalisation de ce projet de fin d'étude.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements **Mr M'hand Mekious** pour ses conseils et ses orientations,

Nous remercions les membres de jury qui ont fait l'honneur de participer au Jugement de ce travail.

Nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué au bon déroulement de ce projet de fin d'étude :

- A tous les professeurs de la faculté génie électrique pour leurs conseils et leurs Orientations.
- Aux personnels du département.
- A nos parents et à toute la famille **Beneddine** et **Ben Mamer**
- A nos frères et sœurs.
- A tous nos amis.

Et enfin nos remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'étude.

Sommaire

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

CHAPITRE I: Généralités sur le transformateur

I.1.Introduction.....	02
I.2.Définition.....	02
I.3.symbôles électriques du transformateur.....	02
I.4.principes de fonctionnement.....	03
I.5.Exemples d'utilisation des transformateurs.....	03
I.6.constitution d'un transformateur.....	04
I.6.1.Partie active.....	04
I.6.1.1.le noyau (circuit magnétique).....	04
I.6.1.2. Transformateur cuirasse.....	05
I.6.1.3.Avantages et inconvénients du transformateur cuirasse.....	05
I.6.1.4.transformateur a colonnes.....	06
I.6.2.Partie constructive.....	08
I.6.3. Isolation.....	08
I.7.Différents types de fonctionnement.....	09
I.7.1.Régime de fonctionnement à vide à régime équilibré.....	09
I.7.2.Régime de fonctionnement en charge.....	09
I.7.3.Régime de fonctionnement à vide à régime déséquilibré.....	10
I.7.4.Régime de fonctionnement en court-circuit.....	10
I.7.4.1.Définition.....	10
I.7.4.2.pertes de court circuit.....	10
I.7.4.3.Tension de court circuit.....	10
I.8.Rapport de transformation.....	11
I.9.Le rendement.....	11
I.10.différents types de refroidissement des transformateurs.....	12
I.11.diélectriques.....	14
I.12.Protection des transformateurs.....	14
I.13.Transformateur de phases ordinaire.....	15
I.13.1.transformateur immergés dans l'huile.....	15
I.13.2.transformateur sec.....	16
I.14.transformateur monophasé.....	16
I.14.1Transformateur parfait.....	16
I.14.2.Equations de fonctionnement d'un transformateur reel.....	17
I.14.3.Transformateur triphasé.....	18
I.14.3.1.couplage des transformateurs triphasés.....	18
I.14.3.2.couplage étoile-étoile.....	18
I.14.3.3.couplage triangle-étoile.....	19
I.14.3.4.couplage étoile-zigzag.....	20
I.14.3.5.indice horaire.....	20
I.14.3.6.Comparaison des trois groupements.....	20
I.15.Conclusion	21

CHAPITRE II: Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

II.1. Introduction.....	22
-------------------------	----

II.2.Modes De Défaillances	22
II.2.1.Causes internes	23
II.2.1.1.Mode de Défaillance Mécanique	23
II.2.1.2.Mode de Défaillance Electrique.....	23
II.2.1.3. Mode de Défaillance diélectrique (manœuvre du réseau et foudre)	24
II.2.1.4 .Mode de Défaillance liée à la contamination.....	24
II.2.1.5. Mode de Défaillances des Accessoires	26
II.2.1.6 .Mode de Défaillances de conception et d'entretien.....	27
II.2.2. Causes externes.....	27
II.2.2.1.Courts circuits	27
II.2.2.2. Fiabilité	27
II.2.2.3.Tenue diélectrique (manœuvre du réseau et foudre).....	28
II.3. Statistiques sur les causes de défaillances.....	28
II.3.1.Causes typiques de défaillance du transformateur	28
II.3.1.1.Causes internes	28
II.3.1.2.Causes externes.....	28
II.3.2. Cause de défaillances de transformateur selon le retour d'expérience des organismes.....	29
II.3.2.1 Relation entre gaz générés et le type de défaut dans le transformateur	29
II.3.2.2 Modèle fonctionnel de défaillance.....	30
II.3.3.Le transformateur génère du gaz: Procédures méthodologiques	30
II.4.Modèle fonctionnel de défaillances	31
II.5.Conclusion	31

CHAPITRE III : Etude théorique des essais électriques

III.1.introduction.....	32
III.2.Généralité	32
III.3.description de banc d essai	33
III.3.1.définition des taches	33
III.3.2.Construction mécanique générale.....	33
III.4.Essais individuel.....	34
III.4.1.Epreuve diélectrique ou essai d'isolement par tension appliquée a fréquence industrielle.....	34
III.4.2.mesure du rapport de transformateur et verification de groupe de couplage.....	34
III.4.3.Mesure de la résistance des enroulements	35
III.4.4.Epreuve diélectrique par tension induit ou essai entre spires	35
III.4.5.Mesure des pertes et du courant a vide.....	36
III.4.6.Mesure de la tension de court circuit et des pertes due a la charge	36
III.4.6.1.Procède d'essais.....	36
III.4.6.2.Calcul des corrections de températures	36
III.5.Essais de types.....	37
III.5.1.Essai d'échauffement.....	37
III.5.1.1.Procédé d'essais.....	37

III.5.1.2.Détermination de la température moyenne de l'huile.....	39
III.5.1.3.Détermination de la température moyenne des enroulements	39
III.6.Essais de tenue aux chocs de foudre.....	40
III.6.1.Définition d'application générale	40
III.6.2.Procédé d'essais.....	41
III.6.2.1.Tension d'essais.....	41
III.6.2.2.Tolérances.....	41
III.6.2.3.Séquence d'essais	41

CHAPITRE IV : Etude pratique des essais

IV.1.Introduction	43
IV.2.Essais individuels	43
IV.2.1.Epreuve diélectrique par tension appliqué a fréquence industrielle	43
IV.2.2.mesure de rapport de transformation et vérification du groupe de couplage	43
IV.3.Mesure de la résistance des enroulements.....	44
IV.3.1.Calcul de la résistance moyenne des enroulements.....	44
IV.3.1.1.Enroulement haute tension	44
IV.3.1.2.Enroulement basse tension	44
IV.4.Epreuve diélectrique par tension induit ou essai entre spires	44
IV.4.1.Calcul de la tension d'essai	44
IV.4.2.Calcul de la fréquence d'essai	44
IV.4.3.Calcul de temps d'essai	45
IV.5.Mesure de pertes et du courant a vide	45
IV.5.1.Calcul du courant moyen à vide	45
IV.5.2.Calcul des pertes à vide	46
IV.6.Mesure de la tension en court-circuit et des pertes dues a la charge	46
IV.6.1.Calcul de la tension appliqué.....	46
IV.6.2.Calcul de courant de court-circuit	47
IV.6.3.Calcul des pertes en court-circuit	47
IV.6.4.Calcul des corrections de température.....	47
IV.6.4.1.A la température ambiante 24°C	47
IV.6.4.1.1.Calcul de la tension (U_{cc}).....	47

IV.6.4.1.2.Calcul de la tension active (U_r).....	47
IV.6.4.1.3.Calcul de la tension réactive.....	48
IV.6.4.1.4.Calcul des pertes (P_{CC}).....	48
IV.6.4.1.5.Calcul des pertes joule (P_j).....	48
IV.6.4.1.6.Calcul des pertes supplémentaire	48
IV.6.4.1.7.Calcul des pertes (P_j)	49
IV.6.4.1.8.Calcul des pertes (P_z).....	49
IV.6.4.1.9.Calcul des pertes (P_{CC}).....	49
IV.6.4.1.10.Calcul de la tension (U_{CC}).....	49
IV.7.Essai de type.....	49
IV.7.1.Essai d'échauffement	49
IV.7.1.1.Calcul des températures des enroulements.....	50
IV.7.1.2.Haute tension.....	50
IV.7.1.3.Enroulement en basse tension	50
IV.7.1.4.Calcul de la température moyenne de l'huile.....	50
IV.7.1.5.Essai de tenue aux chocs de foudre	50
IV.7.1.6.Calcul de la tension de charge appliquée par étage.....	51
IV.7.1.7.Calcul de la tension de charge appliquée par étage a 50% de sa charge.....	51
IV.8.Caractéristiques de l'installation et condition d'essai au choc de foudre.....	51
IV.8.1.Générateur de tension continue	51
IV.8.2.Générateur de choc.....	52
IV.8.3.Générateur de charge type CB 300/2.....	53
IV.8.4.Conditions des essais.....	54
IV.9.Les résultats des essais	55
IV.9.1.Procès-verbal d'essai de tenue au choc de foudre.....	55
IV.10.Interprétation des résultats d'essais.....	58
IV.11. Conclusion	58
Conclusion générale	58
Bibliographie	59
Annexe	60

Le transformateur est un élément très important dans les réseaux électriques (transport et distribution de l'énergie électrique).

En haute tension la précision des calculs à une grande importance dans l'exploitation réelle du transformateur. La haute tension engendre des champs électriques locaux, qui causent des contraintes en plus de celles causées par d'autres phénomènes, naturels tel que la foudre ou techniques tel que les surtensions de manœuvre. Toutes ces contraintes peuvent conduire à la destruction de l'isolation du transformateur.

Malgré le progrès des méthodes numériques du calcul des champs électriques, des essais pratiques en temps réel, combinés avec de calculs théoriques sont plus que nécessaires pour comprendre ces phénomènes. Pour cela, il faut recourir à des essais dans un laboratoire à haute tension. On essaie de se rapprocher au maximum des conditions de fonctionnement réelles des transformateurs. Ces essais sont réalisables à l'aide de différents équipements, à savoir générateur de tension continu, condensateur de charge et un générateur de tension de choc.

Dans notre travail, on s'intéresse à l'étude de la plate-forme d'essai à l'onde de choc. On l'a subdivisé en deux parties théorique et pratique. La première partie est composée de trois chapitres : l'un est consacré aux généralités sur le transformateur, dans l'autre on a abordé l'étude de l'onde de choc. La deuxième partie est consacrée à la réalisation pratique, elle est composée de deux chapitres le premier contient les essais classiques sur le transformateur le deuxième est consacré à l'essai à l'onde de choc sur un prototype de transformateur fabriqué à l'électro-industrie. Enfin nous avons terminé par une conclusion générale.

I.1.Introduction

Le transformateur est un appareil électrique très simple, mais il est très important dans un réseau électrique car c'est une machine de base pour le transport d'énergie électrique. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit.

Grâce à lui, l'énergie électrique peut être transportée à grande distance de façon économique et distribuée dans les usines et les maisons.

I.2.Définition

Le transformateur est un appareil électrique statique à induction électromagnétique qui permet de transformer une tension ou un courant d'une certaine fréquence en une autre tension ou courant de même fréquence. Il est composé d'un circuit magnétique sur lequel sont placés deux bobinages au moins.

Comme on peut l'appeler convertisseur statique à induction qui comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de courant, nombre de phases de l'énergie électrique a courant alternatif).

I.3. Symboles électriques du transformateur

Le transformateur peut être représenté par l'un des symboles reportés sur les figures (I.1) et (I.2).

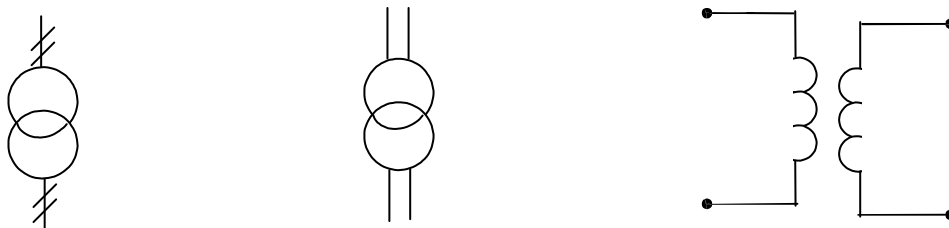


Figure. I.1. (Symboles électriques du transformateur monophasé)

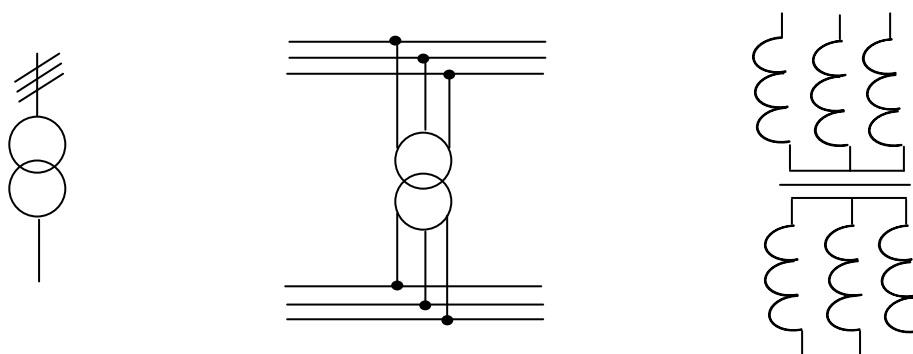
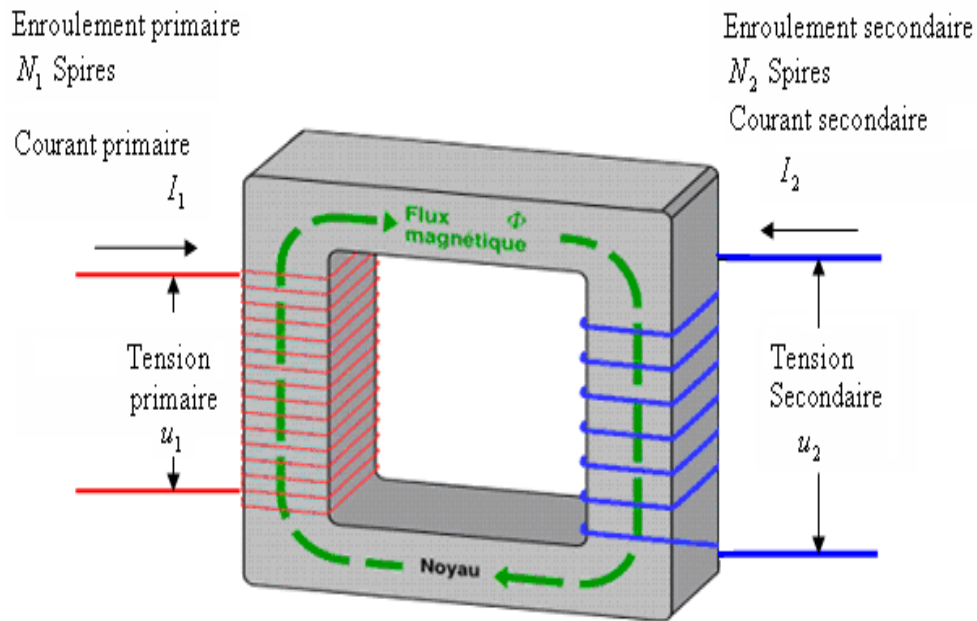


Figure. I.2. (Symboles du transformateur triphasé)

I.4.Principe de fonctionnement

L'un des deux bobinages jouant le rôle de primaire du transformateur, est alimenté sous tension variable et donne naissance à un flux variable dans le circuit magnétique. A son tour, ce flux induit une force électromotrice dans le deuxième bobinage appelé secondaire du transformateur. Les deux bobinages étant électriquement indépendants, le transformateur réalise l'isolation galvanique entre les circuits primaire et secondaire.



(Fig.I.3)

Figure I.3. Schémas de principe d'un transformateur.

Remarque

ue

Le transformateur ne peut pas fonctionner en régime de tension continue puis que les forces électromotrices dans les bobinages sont induites par les variations de flux [1].

Le transformateur est réversible; chaque bobinage peut jouer le rôle du primaire ou secondaire.

I.5.Exemples d'utilisation

Les transformateurs remplis d'huile peuvent être utilisés dans presque tous les domaines de distribution de l'énergie. La mise en œuvre de ces transformateurs est avant tout rentable dans les postes de distribution fixe des compagnies de distribution d'énergie et de l'industrie.

On utilise les transformateurs dans les domaines suivants:

- Distribution industrielle modification de la tension.
- Radio- télévision alimentation tube image.
- Sécurité: transformateur de séparation galvanique.
- Adaptation de l'impédance en télécommunication (translateur).
- Mesure (transformateur de courant ou de tension).

I.6. Constitution d'un transformateur

Le transformateur est un appareil d'induction qui est composé de deux parties principales qui sont :

- **Partie active** : Constituée essentiellement du circuit magnétique, électrique. Elle est destinée à conversion d'énergie électrique.
- **Partie constructive** : destinée à assurer l'isolement et la fixation de la partie active

I.6.1 Partie active

I.6.1.1. Le noyau (circuit magnétique)

Le circuit magnétique est constitué d'un empilement de tôle d'acier de bonne qualité, de plus pour minimiser les pertes dans le fer, les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique, les tôles utilisées sont en acier doux et ont une faible épaisseur et sont isolées entre elles avec du vernis. Le circuit se présente sous forme de trois colonnes et deux culasses, son rôle essentiel est de canaliser le flux et de présenter le minimum de pertes hystérésis et courant de Foucault [2].

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

- Transformateur à colonnes ;
- Transformateur cuirassé ;



Figure I.4. Partie active d'un transformateur triphasé.

I.6.1.2. Transformateur cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux cotés. la cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, ou les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobines.

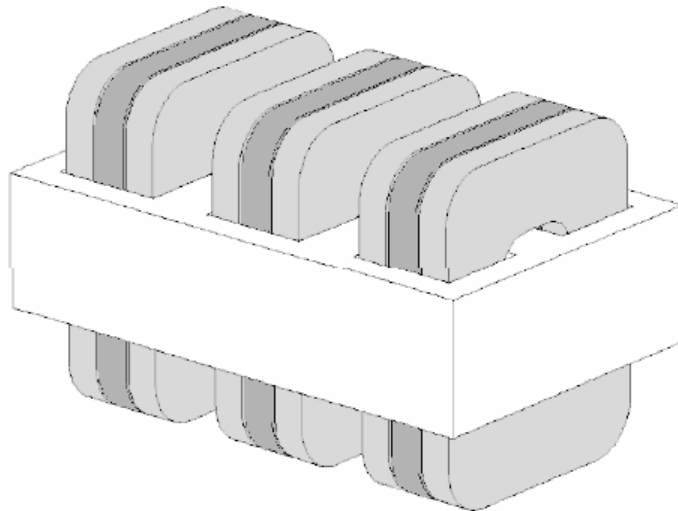


Figure I.5. Transformateur cuirassé.

I.6.1.3. Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé

Le transformateur cuirassé possède un circuit magnétique plus court, ce qui permet d'avoir un courant à vide relatif plus faible et ses enroulements sont plus simples car le nombre de spires est moins grand vu que la section du noyau dans un transformateur cuirassé peut être plus grande que dans le transformateur à colonne. Mais il présente aussi certains inconvénients :

- ses enroulements sont moins accessibles à l'agent refroidissant ;
- l'examen et la réparation sont plus difficiles et demande d'avantage de matériaux isolants pour la haute tension ;
- Ce type de transformateur coûte cher.

I.6.1.4. Transformateur à colonnes

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

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs [3]. Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux, ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

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

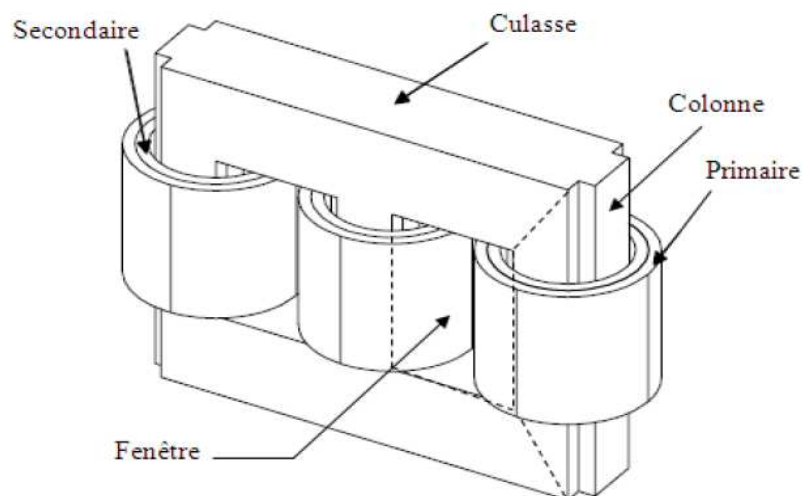


Figure. I.6. Transformateur à colonnes

b. Bobinage (Les enroulements)

Le transformateur est constitué d'un primaire et d'un secondaire constitué chacun de trois enroulements identiques. Ces enroulements du transformateur sont les parties qui assurent, grâce aux phénomènes de l'induction électromagnétique, le transfert de puissance entre l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire.

Les enroulements sont réalisés soit en cuivre soit en aluminium. Les bobinages sont effectués avec du fil rectangulaire isolé en papier en multicouches, en disque ou hélicoïdal.

Il y en a deux par colonne, l'un forme l'enroulement primaire et l'autre le secondaire tous deux électriquement distincts.

On désigne par les grandes lettres (A. B. C) les bornes d'enroulement haute tension et par les petites lettres (a. b. c) les bornes de la basse tension.

Les enroulements prennent différentes dispositions : En couche concentriques, et bi-concentriques et à galettes.

Les bobinages concentriques : Les enroulements sont constitués de deux bobines cylindriques.

Les bobinages en galettes : Les enroulements sont constitués de galettes superposées et alternées appartenant successivement au primaire et au secondaire, et séparées les unes des autres par une rondelle isolante.

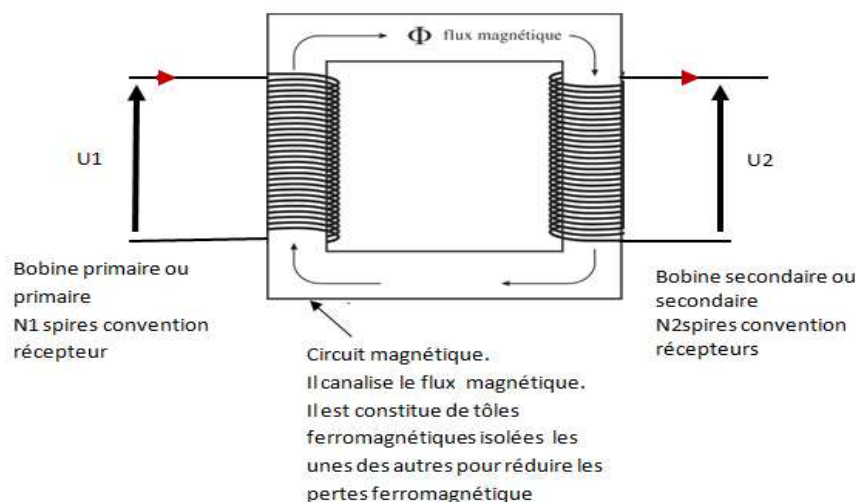


Figure. I.7. bobines primaire et secondaire d'un transformateur.

c. Représentation des enroulements

- **Enroulement primaire**

Le courant circulant dans l'enroulement primaire est faible d'intensité ; mais la tension très élevée à laquelle il est soumis impose une section de conducteurs plus faible et l'enroulement qui comporte le nombre de spires le plus élevé est l'enroulement haut tension.

Enroulement secondaire

Le courant circulant dans cet enroulement est d'intensité très grande. Pour la réalisation de cette caractéristique, on impose un nombre de spires limité, et une section des conducteurs relativement importante.

I.6.2. La partie constructive

Les pièces constructives du transformateur sont :

- **La cuve**

Elle est destinée à contenir la partie active baignant dans l'huile, et assure le maintien mécanique du circuit magnétique et des enroulements. Dans le fond de la cuve se trouve un dispositif d'écoulement du liquide de refroidissement et d'isolement pour favoriser le refroidissement des bobinages. [4]

- **Le couvercle :**

Il sert à couvrir la cuve et aussi de support aux accessoires, tels que : les isolateurs, le conservateur d'huile, etc..... [4].

- **Le conservateur d'huile :** permet le remplissage de la cuve et réduit la surface de l'huile en contact avec l'air extérieure humide.
- **Les isolateurs (MT) :** sont au nombre de trois et ont pour rôle d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire(HT) et les lignes d'arrivées.
- **Les traversées (BT) :** sont au nombre de quatre et sont formés de deux parties placées de part et d'autre du couvercle reliées par une tige entre les extrémités du secondaire (BT) et les lignes de départ.

I.6.3. Isolation

L'isolation des transformateurs de puissance est constituée d'huile et d'isolants celluloseux (papiers). Ces matériaux ont des propriétés qui se complètent, pour permettre de réaliser l'isolement entre spires, entre bobinages, ou entre bobinages et masse, et de conférer à l'ensemble une cohésion suffisante, pour supporter les efforts mécaniques, tout en assurant l'évacuation des pertes dissipées dans les enroulements (cuivre).

L'isolation diélectrique qu'elle soit solide ou liquide doit permettre au transformateur de résister à la fois à la tension alternative en régime permanent et aux surtensions transitoires sans décharge électrique. Pour ce faire, elle doit homogénéiser le champ électrique dans le transformateur.

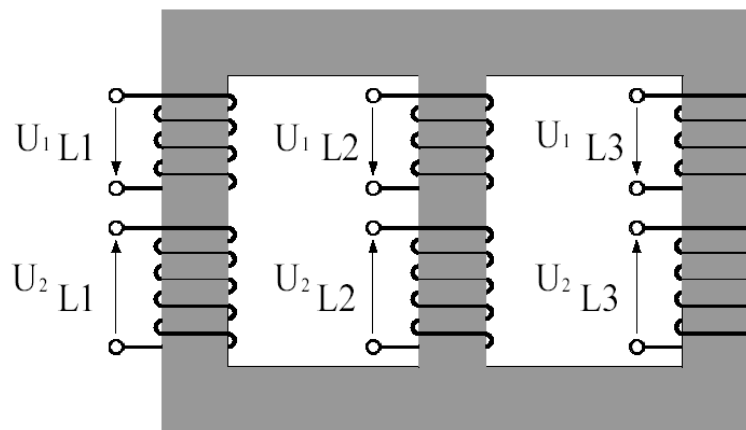
I.7. Différents types de fonctionnement

I.7.1. Fonctionnement à vide en régime équilibré

Soit un transformateur triphasé dont les enroulements présentent :

- par phase, N_1 spires au primaire et N_2 spires au secondaire ;
- des couplages quelconques (étoile ou triangle)

Appliquons respectivement aux bornes des phases du primaire les tensions sinusoïdales équilibrées



Les flux magnétiques induisent dans les trois phases du secondaire des tensions sinusoïdales équilibrées, de sens opposé à celles du primaire.

I.7.2. Fonctionnement en charge

On raccorde les 3 phases du secondaire sur 3 récepteurs identiques de facteur de puissance $\cos \varphi_2$

Soient I_{1L1} [A] ; I_{1L2} [A] ; I_{1L3} [A] les courants dans les 3 phases du primaire.

Soient I_{2L1} [A] ; I_{2L2} [A] ; I_{2L3} [A] les courants dans les 3 phases du secondaire.

La première colonne fonctionne comme un transformateur monophasé parfait de rapport

$$m = \frac{U_{2L1}}{U_{1L1}}$$

Il en est de même pour les deux autres colonnes, soit pour résumer :

$$m = \frac{U_{2L1}}{U_{1L1}} = \frac{U_{2L2}}{U_{1L2}} = \frac{U_{2L3}}{U_{1L3}}$$

En régime équilibré, toute la théorie du transformateur monophasé est applicable à condition de raisonner « phase par phase », c'est-à-dire « à une phase du primaire correspond une phase du secondaire ».

I.7.3. Fonctionnement en régime déséquilibré

Le cas le plus fréquent du fonctionnement d'un transformateur triphasé en régime déséquilibré est celui des réseaux de distribution électrique. Il est nécessaire de savoir choisir le couplage des enroulements primaires et secondaires. Pour savoir quel couplage il convient d'adopter au primaire et au secondaire, il faut considérer un transformateur triphasé dont :

- Le primaire est alimenté par une ligne à 3 fils (les tensions sont équilibrées)
- Le secondaire à son neutre sorti.

Ce transformateur est soumis aux conditions limites suivantes :

- La phase du secondaire bobinée sur la 1ère colonne est chargée.
- Les 2 autres phases du secondaire sont à vide.

I.7.4. Régime de fonctionnement en court-circuit

I.7.4.1. Définition

Un transformateur est dit en court-circuit quand on relie les deux extrémités de son secondaire bout à bout, ou quand il y'a passage de courant de l'une à l'autre à travers un arc électrique lors d'une d'échange dans un objet en essai, comme dans le cas des transformateur d'essai haute tension.

I.7.4.2. Pertes de court-circuit

Les pertes de court-circuit comprennent:

- les pertes principales qui ne dépendent que des résistances des enroulements.
- les pertes supplémentaires qui; elles sont dues aux courants de Foucault naissant dans les enroulements, à l'imperfection de la transposition des conducteurs et au flux de dispersion dans les parois du bas de la cuve. Elles sont donc dépendantes du type de l'enroulement, de l'agencement de celui-ci et de la forme du conducteur.

I.7.4.3. Tension de court-circuit

C'est la tension d'alimentation pour laquelle on obtient des courants nominaux dans les enroulements du transformateur en court-circuit. Elle est généralement exprimée en pourcent de la tension nominale correspondante. La tension de court-circuit peut varier selon les transformateurs de 3 à 12 %. [5]

I.8. Rapport de transformation

C'est le quotient entre le nombre de spires secondaire et primaire.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = m$$

I.9. Rendement

Le rendement du transformateur est égal au rapport de la puissance qu'il fournit à celle qu'il reçoit et il est max quand les pertes soient égales à zéro (figure. I.8).

$$\eta = \frac{u_2 i_2 \cos \phi_2}{u_2 i_2 \cos \phi_2 + \text{pertes}} \quad (\text{II.1})$$

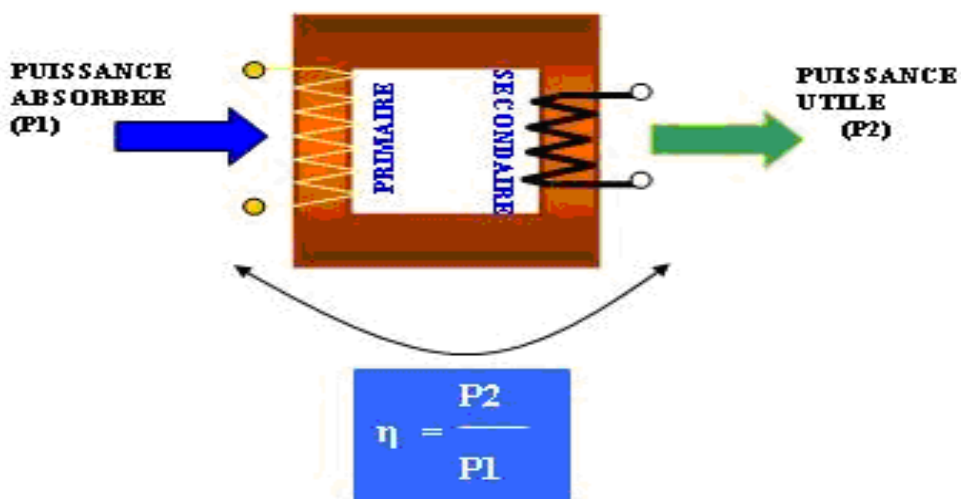


Figure. I.8. Bilan des puissances

I.10. Différents types de refroidissement :

Le refroidissement peut se faire de différentes façons:

a) Refroidissement dans l'air

Le transformateur est mis dans une enceinte grillagée, la ventilation peut être naturelle ou forcée.

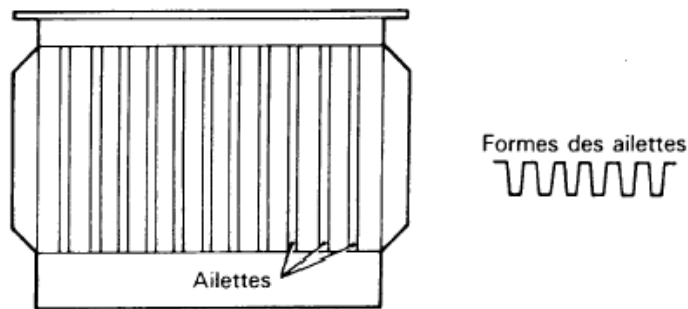


Figure I.9. Enceinte grillagée de transformateur

b) Refroidissement naturel dans l'huile

Une cuve renferme le transformateur. Cette cuve est munie d'ailettes. L'huile se refroidit au contact des parois (échange thermique)

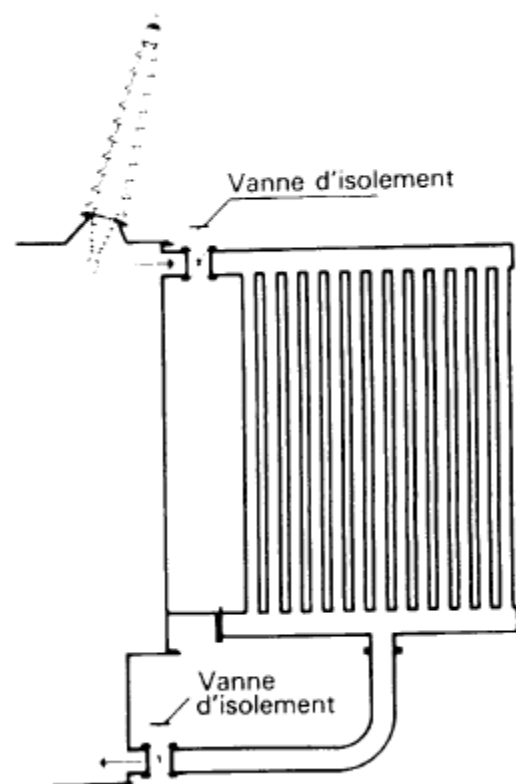


Figure I.10. Cuve du transformateur

c) Refroidissement par radiateur d'huile

L'huile circule naturellement dans un radiateur séparé de la cuve. Ce radiateur peut être ventilé et la circulation d'huile forcée par une pompe qui en accélère le passage.

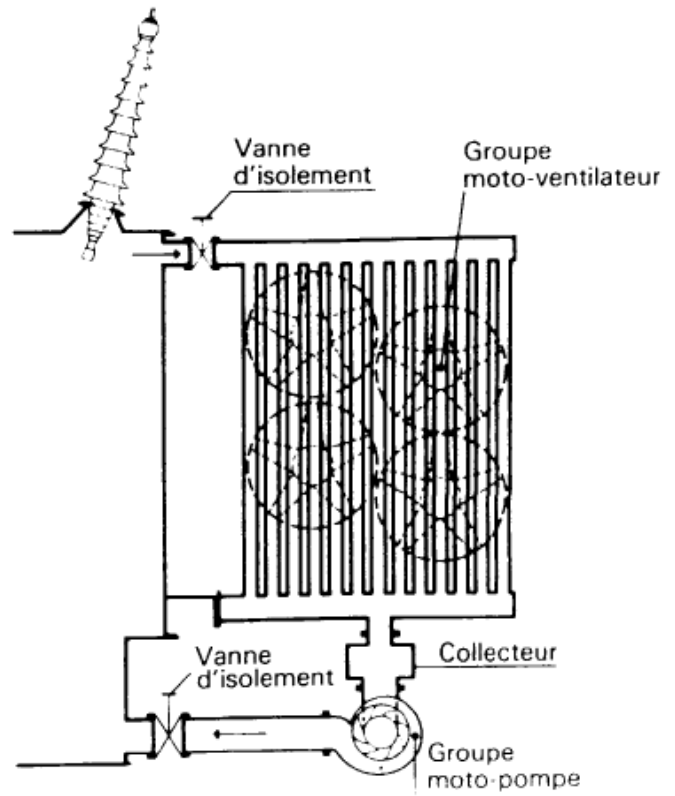


Figure I.11. Radiateur du transformateur

d) Refroidissement avec hydro réfrigérant

La circulation de l'huile s'effectue dans une cuve contenant des tubes à l'intérieur desquels circule de l'eau froide.

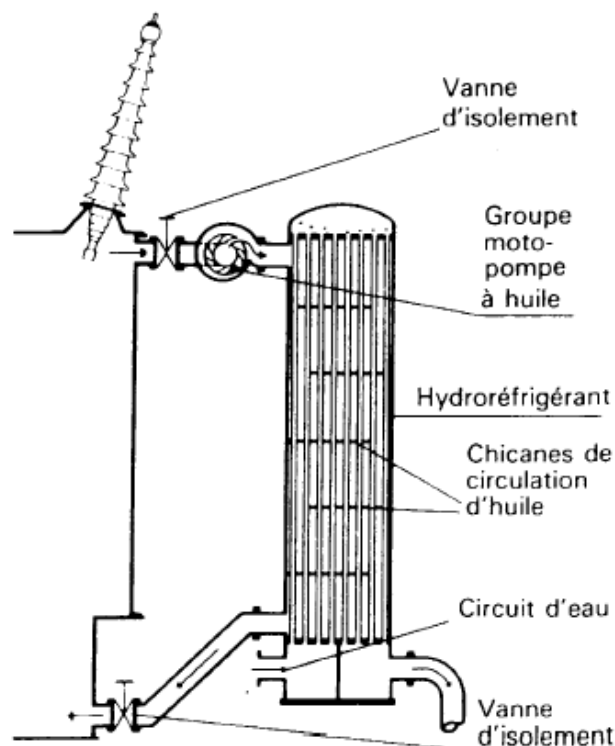


Figure I.12. Cuve contenant des tubes

I.11. Diélectrique

Le diélectrique liquide assure le refroidissement et l'isolement des transformateurs. Selon les tensions appliquées aux enroulements, l'isolement peut être assuré par:

- L'air, c'est le cas des petits transformateurs en MT/ BT ;
- l'huile minérale, très employée dans tous les transformateurs de puissance, mais elle présente des risques d'inflammables et d'explosion de quartz,

Symboles pour le diélectrique et le refroidissement

1ère lettre Nature du diélectrique	2ème lettre mode de circulation diélectrique	3ème lettre fluide du refroidissement	4ème lettre mode de circulation fluide
O huile minérale	N naturel	O symbole comme 1ère lettre	N symbole comme 2ème lettre
L diélectrique chloré	F forcée	L	F
G gaz	D forcée et dirigée dans les enroulements	G	D
A air		A	
S isolant solide		S	

Tableau I.1. Symboles diélectrique de refroidissement

Exemple:

ONAN signifie transformateur immergé dans l'huile, à circulation naturelle, refroidi par air, à ventilation naturelle.

I.12. Protection des transformateurs

Le transformateur peut être confronté à de nombreux défauts pouvant produire un vieillissement prématuré de son isolement. Donc des mesures de sécurité doivent être mise en place pour assurer le contrôle ainsi que l'interruption des dysfonctionnements. On distingue les éléments de protections internes et externes.

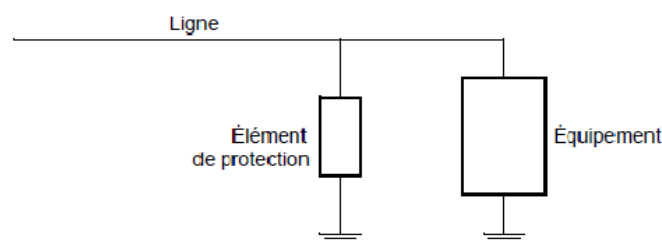


Figure. I.13. Protection d'un équipement électrique par un élément de parallèle.

Le rôle de l'élément de protection est de maintenir sa tension à un niveau maximal inférieure au niveau de tenue de l'équipement.

La différence entre la tension de claquage de l'équipement et le niveau de protection maximale est la marge de protection.

L'élément de protection parallèle doit posséder les caractéristiques suivantes :

- Son impédance doit être la plus grande possible durant le fonctionnement normal du réseau afin de minimiser les pertes en régime permanent ;
- Durant les surtensions, il doit être capable de dissiper ou stocker l'énergie du régime transitoire ;
- Après les surtensions, il doit être capable de revenir à l'état « circuit ouvert »

I.13. Transformateur de phases ordinaire

Du point de vue de leurs applications, les transformateurs ordinaires de phase (monophasé, biphasé, et triphasé), groupés dans trois colonnes se classent en trois catégories :

- Les transformateurs pour les grands réseaux et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 400 MVA ;
- Les transformateurs pour réseaux de réparation qui alimentent les lignes moyenne tension, leur puissance varie de 5 à 30 MVA ;
- Les transformateurs de distribution destinés à l'alimentation des utilisateurs de l'énergie électrique en basse tension (380 ou 220V), leur puissance varie de 5 à 1000 KVA.

I.13.1. Transformateurs immergés dans l'huile

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale. Malgré ses propriétés avantageuses, L'huile de transformateurs à deux défauts principaux : elle est inflammable et sa vapeur forme avec l'air un mélange explosif.

En plus de son rôle de réservoir au liquide diélectrique, la cuve assure le maintien mécanique du circuit magnétique et des enroulements. La construction de la cuve généralement de forme ovale est liée au calcul thermique du transformateur. Le refroidissement du transformateur est d'autant plus difficile à réaliser que la puissance du transformateur est grande. La cuve est tapissée de shunts magnétiques, dont on distingue deux types :

- Les shunts magnétiques formés d'un empilement de tôles magnétique semblable au noyau et qui canalise le flux de fuite dans le circuit magnétique ;

- Les shunts magnétiques plus économiques, constitués de plaques de cuivre ou d'aluminium ayant pour rôle de repousser le flux de fuite.

I.13.2. Transformateur sec :

Les transformateurs immergés dans l'huile liquide à base minérale ou de silicone sont plus répandus pour les plus fortes puissances et les niveaux de tensions élevés, mais présentent des risques de fuite, d'incendie et de pollution de l'environnement. Cela a permis de laisser la place aux transformateurs avec des enroulements enrobés (imprégnés). Le système d'isolation électrique est remplacé par une résine (époxyde) et l'air.

Des résines ont été développées pour résister aux tensions électriques et aux contraintes mécaniques ou thermiques qui apparaissent dans un transformateur en service. L'aspect favorable est son comportement non inflammable et léger. Ce genre de transformateur est le plus approprié pour la distribution de l'électricité en degré élevé de sûreté.

I.14. Le transformateur monophasé

I.14.1. Transformateur parfait

Le transformateur idéal de la figure I.14 représente souvent une bonne approximation d'un transformateur réel et qui correspond aux trois simplifications suivantes:

Réductance du noyau nulle: $\mathcal{R} = 0 \Rightarrow$ Cela revient à considérer que le courant de magnétisation est nul.

Résistances des bobines est nulle: $r_1=r_2=0 \Rightarrow$ Les pertes Joules dans les enroulements sont nulles.

Aucune fuite de flux.

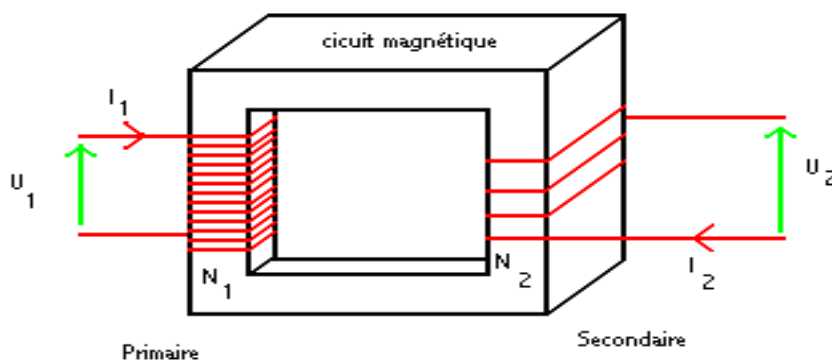
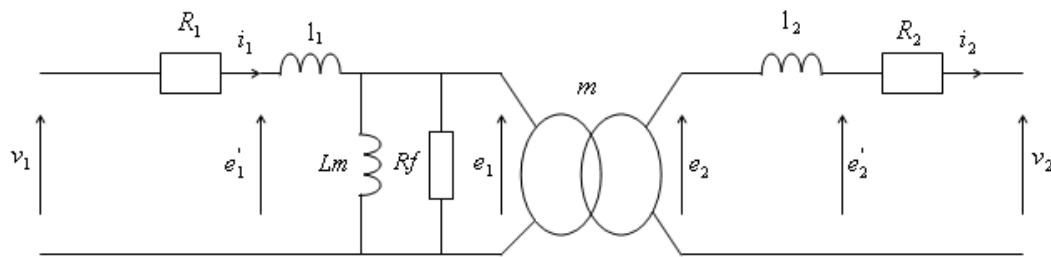


Figure. I.14. Transformateur parfait

I.14.2. Equations de fonctionnement d'un transformateur réel



$$v_1 = R_1 i_1 + l_1 \frac{di_1}{dt} + n_1 \frac{d\varphi_c}{dt} \quad (\text{I.1})$$

$$v_2 = -R_2 i_2 - l_2 \frac{di_2}{dt} - n_2 \frac{d\varphi_c}{dt} \quad (\text{I.2})$$

$$n_1 i_1 + n_2 i_2 = R\varphi_c = n_1 i_{10} \quad (\text{I.3})$$

I.14.3. Transformateur triphasé

Les transformateurs triphasés sont présents à différents endroits dans les réseaux électriques pour adapter les valeurs efficaces des tensions aux niveaux souhaitables, de façon simplifiée, l'énergie électrique est produite dans les centrales sous des tensions moyennes. Le transport à longue distance exige des moyennes tensions afin de limiter les pertes par effet joule et réduire le dimensionnement des conducteurs, et l'utilisation demande des tensions basses ou moyennes. Des transformateurs élévateurs sont nécessaires au départ, et des transformateurs abaisseurs sont indispensables à l'arrivée coté consommateurs

I.14.3.1. Couplage des transformateurs triphasés

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la moyenne tension et pour la basse tension. L'enroulement moyenne 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 le nombre de spires N_2 peut être connecté en étoile (symbole y), en triangle (symbole d) ou en zigzag (symbole z). Les systèmes de tensions du primaire et du secondaire d'un transformateur triphasé sont en général déphasés avec l'angle θ . Comme cet angle est multiple de $\pi/6$. On définit l'indice horaire par : $I = \theta / (\pi/6)$

Trois couplages sont particulièrement utilisés en pratique : ce sont les couplages normalisés : Y_0 ; D_{11} ; Y_{11} .

I.14.3.2. Couplage étoile -étoile

Pour le couplage étoile-étoile, les tensions aux bornes des bobines au primaire et au secondaire de la même colonne sont des tensions simples (fig. I.15.a). Ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (fig. I.15.b). Le rapport de transformation est $m = N_2/N_1$.

Le déphasage entre la basse tension par rapport à la moyenne tension est nul. Ce qui donne un indice horaire $I=0$

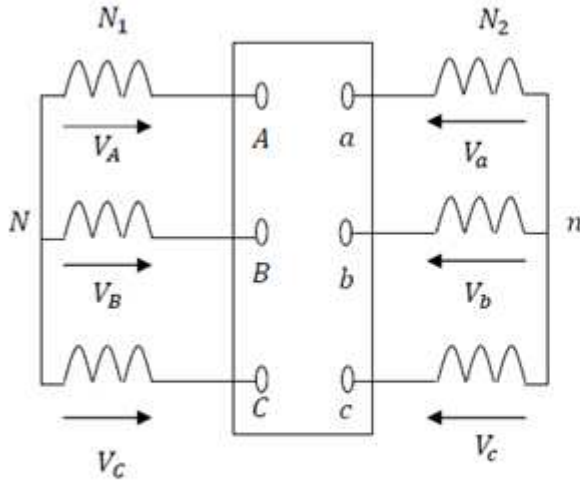


Figure.III.4-a : Couplage Yy 0

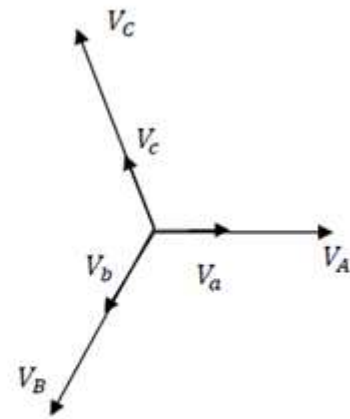


Figure.III.4-b: Diagramme vectoriel

I.14.3.3. Couplage triangle –étoile

Pour le couplage triangle –étoile 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. I.16.a). Le rapport de transformation est $m=\sqrt{3} \cdot (N_2/N_1)$.le déphasage θ entre les tensions du primaire et du secondaire est de $(-\pi/6)$. Ce qui veut dire l’indice horaire est I=11 (fig. I.16.b).

Pour le couplage triangle –étoile la tension aux bornes d’une phase du primaire est une tension composée. Alors que la tension aux de la phase correspondante du secondaire est une tension simple (fig. I.16.a). Le rapport de transformation est $m=\sqrt{3} \cdot (N_2/N_1)$.le déphasage θ entre les tensions du primaire et le secondaire est de $(-\pi/6)$. Ce qui veut dire l’indice horaire est I=11. (Fig. I.16-b)

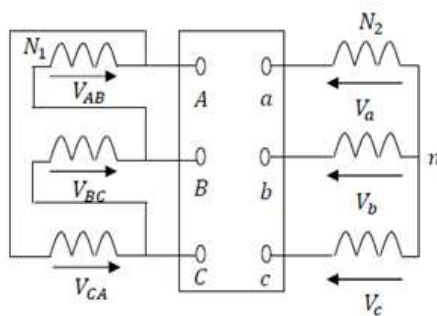


Figure III.5-a: Couplage Dy 11

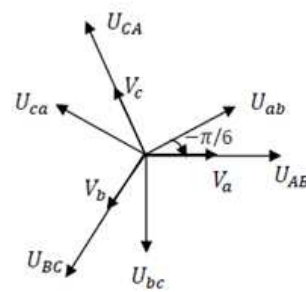


Figure.III.5-b: Diagramme vectoriel

I.14.3.4. Couplage étoile-zigzag

Pour le couplage étoile-zigzag (fig.I.17.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 condaira se ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (fig.I.17.b), le rapport de transformation est $m = \sqrt{3} \cdot (N_2/N_1)$.

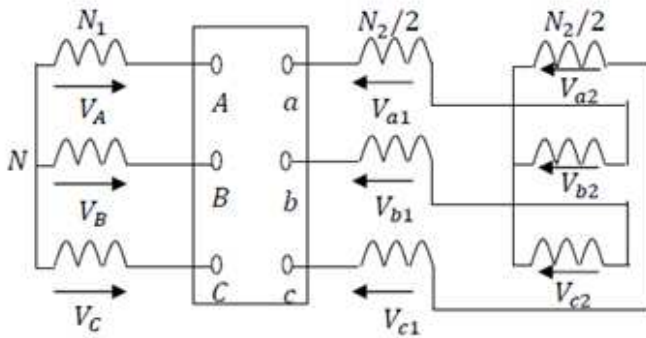


Figure.III.6-a : Couplage Yz 11

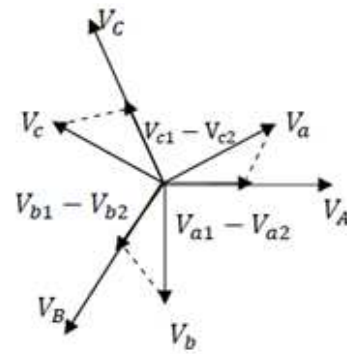


Figure.III.6-b: Diagramme vectoriel

I.14.3.5. Indice horaire

Considérons la plaque à bornes d'un transformateur triphasé, les neutres étant sortis ou non sortis, il est possible avec différents couplages de représenter sur un diagramme Fernel Des tensions V_A et v_a , On arrive à la conclusion suivante :

Le déphasage existant entre une tension primaire quelconque et la tension secondaire correspondante est toujours un multiple de 30 (Figure I.18).

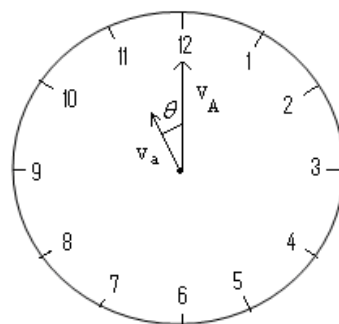


Figure I.18. Indice horaire

I.14.3.6. Comparaison des trois groupements

Comparons d'abord deux enroulements, l'un en triangle l'autre en étoile, donnant la même tension composée U entre bornes de sortie et le même courant en ligne I. Pour celui couplé En triangle la tension aux bornes de chaque bobine est U (soit $U / \sqrt{3}$ mais le courant qui les

Traverse est I (soit j) à induction et densité de courant donné il fait $\sqrt{3}$ fois moins de spires mais de section $\sqrt{3}$ fois plus forte. Le poids de cuivre nécessaire est le même.

Si on compare deux enroulements, l'un en étoile l'autre en zigzag, ils nécessitent des conducteurs de même section car dans les deux cas les bobines sont traversées par I , mais, Pour délivrer la même tension le zigzag nécessite donc un poids de cuivre $2/\sqrt{3}$ ou 1,15 fois Plus grand que celui correspondant au groupement en étoile(ou en triangle) [6].

I.15. Conclusion

Du point de vue technologique le transformateur est très simple. Alors que son étude théorique est assez compliquée, car on a affaire à deux circuits indépendants qui fonctionnent à des tensions différentes. Il est très utilisé en électrotechnique car c'est l'appareil de base pour le transport de l'énergie électrique. Il joue également un grand rôle en électronique soit avec un circuit magnétique pour les circuits couplés en haute fréquence.

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

II.1 Introduction

Les transformateurs de puissance sont généralement très fiables, avec une espérance de vie de 20 à 35 ans. Dans la pratique, elle peut s'étaler jusqu'à 60 ans en utilisant une maintenance et une exploitation convenables. Cependant, toute défaillance d'un transformateur est potentiellement coûteuse en réparation ou en remplacement par un autre. Son exploitation continue ou exceptionnelle dans un régime de surcharge pour alimenter une large population peut entraîner son vieillissement prématuré et raccourcir d'une façon consistante sa vie, ce qui accroît considérablement le risque de défaillance. Les pannes sont généralement initiées par des conditions sévères, comme la foudre, les manœuvres sur le réseau, les courts-circuits, ou autres incidents.

Lorsque le transformateur est neuf, ses tenues électriques et mécaniques sont suffisantes pour résister aux différentes conditions. Quand le transformateur vieillit, sa tenue diélectrique peut se dégrader au point de ne plus supporter les défauts tels que les courts-circuits ou les surtensions transitoires. La gestion de leurs vies exploite souvent ces paramètres dans un processus cohérent pour la prolonger au maximum, et qui se base sur les informations recueillies des différents diagnostics.

Souvent, quatre états apparents (courbe de vie) sont connus dans le cas des transformateurs ce sont :

- L'état normal ;
- L'état de défectuosité ;
- L'état de défaut ;
- L'état de défaillance.

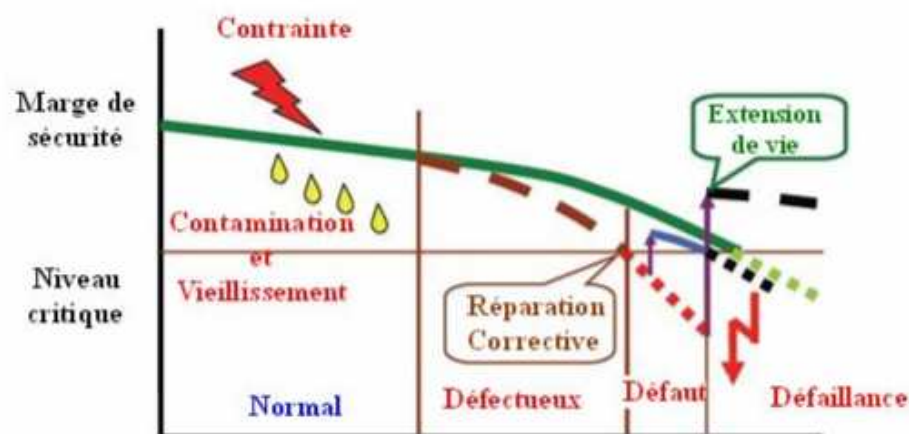


Figure.II.1- Conduction d'un cycle de vie d'un transformateur. [7]

II.2. Modes de défaillances

- Un transformateur est constitué des sous-systèmes suivants [8]:
- Le circuit électromagnétique ;
- Le circuit de courant ;

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

- Le système diélectrique ;
- La structure mécanique ;
- Le système de refroidissement ;
- Traversées (Bushings) ;
- Régleur en charge ;
- Préservation d'huile et système d'expansion ;
- Système de protection. Le modèle de vie du transformateur est basé sur le changement de son état avec le temps,

En effet, le transformateur est sujet à l'effet combiné des efforts thermiques, électriques, électromagnétique, associés aux diverses transformations et contaminations chimiques.

Ainsi, une réduction plus ou moins sensible de la tenue du transformateur est régie par les quatre principaux états du transformateur cités auparavant.

Les causes internes et externes de défaillance sont comme suit

II.2.1. Causes internes

II.2.1.1. Mode de défaillance mécanique

Les manifestations d'une défaillance d'un transformateur, liée aux causes mécaniques sont les suivantes :

- Perte de serrage ;
- Distorsion de la géométrie d'enroulement => apparence de DP => arborescence de décharges progressives=> défaillance.
- Déformation de la géométrie d'enroulement + surtension de manœuvre => étincelle entre les bobines

L'expérience a montré que plus de 90% des modes de défaillance mécanique ont été associés à la déformation circonférentielle des enroulements internes.

Le transformateur peut survivre pendant des années avec cette anomalie jusqu'au relâchement dans son isolation (l'huile). La déformation circonférentielle des enroulements provoque des changements parfois très remarquables dans le diamètre des spires et des enroulements, ce qui changera la dimension du canal de fuite. Ces changements mécaniques sont souvent diagnostiqués par des méthodes modernes telles que l'analyse par réponse fréquentielle (ARF), la mesure des capacités, la mesure de la réactance de fuite et les mesures acoustiques.

Au cours des 15 dernières années, environ 40% des transformateurs endommagés ont été identifiés sur le terrain et le diagnostic a été confirmé plus tard par l'inspection interne.

II.2.1.2. Mode de défaillance électrique

La plupart de défauts électriques sont associés à la surchauffe des contacts, des joints et des connexions, et peuvent être attribués aux problèmes de fiabilité au cours du processus de dégradation rapide.

Les défauts typiques qui affectent la fiabilité à court terme dans le circuit de courant sont [9]:

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

- La surchauffe de l'isolation des connexions et des conducteurs lors d'un court-circuit ;
- La surchauffe des connexions de traversée BT avec menace d'un court-circuit à la terre ;
- La surchauffe des contacts (mobile et fixe) du régleur en charge lors d'un court-circuit entre les phases.

II.2.1.3. Mode de défaillance diélectrique (Manœuvre du réseau et foudre)

a) L'isolation majeure

Les causes typiques de défaillance dans l'isolation majeure sont les suivantes:

- l'humidité excessive dans la cellulose. Cette anomalie est essentiellement inhérente au transformateur avec l'ouverture du système de préservation ou à ceux qui ont une jointure dégradée ;
- La distribution d'humidité pendant la vie de transformateur est répartie d'une façon hétérogène. La plupart de la concentration en eau est stockée dans les structures cellulosiques froides, alors qu'environ 1 à 2 % reste dans l'huile ;
- La contamination des surfaces peut provoquer une distorsion du champ électrique et une réduction de la tenue diélectrique du système d'isolation donnant naissance aux décharges partielles.

b) L'isolation mineure

- Une Surchauffe donnée peut conduire à l'accélération du vieillissement de l'isolation.
- L'humidité excessive dans le papier entraîne la formation de bulles lors de ces surchauffes ;
- L'eau libre présente aux basses températures, en contact avec cette isolation peut entraîner son claquage.

II.2.1.4. Mode de défaillance liée à la contamination

L'eau, l'oxygène, les produits de vieillissement de l'huile (acides en particulier) et les particules d'origine différentes sont des agents de dégradation, qui peuvent raccourcir la vie d'un transformateur de manière significative sous l'impact des efforts thermiques, électriques, électromagnétiques et d'électrodynamiques.

a) Contamination par l'eau

Il y a trois sources de contamination par l'eau dans l'isolation du transformateur:

- L'humidité résiduelle dans les structures épaisses non levée pendant le séchage au cours de la fabrication ;
- L'entrée par l'atmosphère et l'environnement ambiant ;
- Le vieillissement (décomposition) de la cellulose et de l'huile.

La source principale de contamination par l'eau est l'humidité atmosphérique, le mécanisme principal de la pénétration de l'eau est l'écoulement visqueux d'air humide ou d'eau libre à travers un joint faible ou vieilli, sous l'action d'un gradient de pression.

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

Une grande quantité d'eau de pluie peut pénétrer le transformateur dans un temps très court (plusieurs heures), quand il y a une baisse rapide de pression (après qu'une baisse rapide de la température qui peut être induite par la pluie) combinée avec l'état de la jointure.

Le vieillissement peut produire une quantité substantielle de l'eau. Dans ce cas, l'eau est à enlever fondamentalement de la proximité des points chauds dans l'enroulement. Les paramètres de l'équilibre d'humidité dépendent de la structure de la cellulose (ils sont différents pour le papier d'enrobage et pour le papier comprimé), de la température, de la présence des gaz, de l'eau dans l'huile et de la solubilité.

L'isolation solide est un accumulateur d'eau et la source principale de contamination de l'huile dans un transformateur s'effectue par transfert de masse. L'entrée soudaine d'eau libre peut causer immédiatement la défaillance du transformateur. L'eau accélère le vieillissement et la dépolymérisation de la cellulose. La décomposition de l'isolant est proportionnelle à la teneur en eau. Ce processus devient beaucoup plus dangereux en présence des acides.

L'effet dangereux de l'eau dissoute est certainement la réduction sensible de la rigidité diélectrique de l'huile avec la saturation relative croissante due à la conductivité élevée des particules ou de la formation d'émulsion à proximité des substances des surfaces actives.

b) Contamination par les particules

Les origines des particules sont diverses. Les fibres de cellulose, le fer, l'aluminium, le cuivre et d'autres particules résultant des processus de fabrication, sont naturellement présentes dans l'huile du transformateur. Le vieillissement, pendant l'utilisation du transformateur aux températures normales ou de surcharge, forme lentement des particules et des boues.

La surchauffe localisée à plus de 500°C peut être un symptôme de formation du carbone. Les particules de carbone produites lors du fonctionnement du régulateur en charge peuvent émigrer et contaminer les parties actives.

La contamination par les particules est un facteur important de dégradation de la rigidité diélectrique du transformateur et, par conséquent, l'élimination de ces particules par un traitement de l'huile devient un objectif important. Les particules, les plus dangereuses sont les particules conductrices (métaux, carbone, fibres humides) qui peuvent réduire la rigidité diélectrique de l'huile.

c) Décomposition par vieillissement de papier

La décomposition d'une isolation est un phénomène chimique. Trois mécanismes de dégradation sont souvent impliqués : l'hydrolyse acide, la pyrolyse et l'oxydation. Dans le cas de l'hydrolyse, le processus de décomposition se fait généralement en trois étapes. En effet, l'eau qui existe dans la cellulose dissocie l'acide (provenant de l'huile ou le papier), les ions hydrogène résultant de ce mécanisme vont agir comme des catalyseurs pour dépolymériser le papier à travers les nœuds d'inter liaisons (glycosiques).

Une molécule d'eau est consommée pour chaque liaison rompue, suivie après par une série de réactions de déshydratation catalysées toujours par l'acide, conduisant à la libération de trois molécules d'eau de chaque unité du monosaccharide. Le squelette de l'unité restante,

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

fait majoritairement en carbone, va se transformer en furanes. Donc, les principaux produits de la réaction de dégradation par hydrolyse sont l'eau et les furanes. L'énergie d'activation associée à l'hydrolyse est entre 26 et 38.4 Kcal/mol. En apparence, et selon cette valeur, l'hydrolyse semble être le mécanisme le plus dominant dans les conditions opératoires normales en température du transformateur.

Le deuxième facteur de dégradation est certainement l'oxygène qui entraîne l'oxydation de la cellulose. Quatre types d'oxydation sont possibles:

- Oxydation du groupe primaire OH en aldéhyde avec la production d'une molécule d'eau ;
- Oxydation du groupe secondaire OH en acide R-COOH ;
- Oxydation du groupe secondaire OH en groupes cétoniques avec une production de deux molécules d'eau ;
- Oxydation unanime des groupes secondaires OH en aldéhyde avec une molécule d'eau produite, suivie par la rupture du cycle glycolique (cas le moins favorable).

Par contre, la pyrolyse qui se produit par l'augmentation de la température entraîne la destruction de la liaison entre les différents cycles glycosiques de la molécule de la cellulose ; son énergie d'activation est de l'ordre de 54.3 Kcal/mol. Ses produits de décomposition sont les furanes, les glycoses, les acides, les cétones, les aldéhydes, l'eau, le dioxyde de carbone et le monoxyde de carbone.

L'évaluation de la perte de vie pourrait être faite si: la température, le temps, la teneur en eau et les acides sont pris en considération. Également, l'élimination de l'oxygène, l'eau, et les produits de vieillissement se trouvant dans l'huile peut prolonger considérablement la vie de l'isolation.

II.2.1.5. Mode de défaillance des accessoires

a) Défaillance des traversées (Bushings)

Les défaillances des traversés se produisent par deux modes importants qui sont:

- l'entrée de l'eau libre provoquant l'ionisation critique à la partie inférieure de la traversée ;
- Le vieillissement du système papier -huile, avec l'augmentation excessive des pertes diélectriques, ce qui conduira à l'instabilité thermique. Cependant, la traversée du côté HT séparant la MT par une capacité, reste l'un des composants du transformateur le plus sensible, responsable de plus de 30% de défaillance sur le transformateur.

b) Défaillance du régleur en charge

Plusieurs défaillances sont associées aux courts circuits initiés entre les prises du commutateur et du sélecteur accompagnées de distorsions dans la bobine de réglage. La surchauffe et la carbonisation des contacts avec la limitation de leur mouvement entraînant l'augmentation de leur résistance sont les modes les plus connus dans le cas des régleurs en charge.

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

II.2.1.6. Mode de défaillances de conception et d'entretien

a) Défaillances de conception/fabrication

Cette catégorie inclut les points suivants comme :

- Les Fils et les conducteurs qui lâchent par manque d'attachement ;
- Le mouvement des écarteurs et des calles ;
- La mauvaise qualité de la soudure et présence de points faibles ;
- L'isolation insatisfaisante du noyau ;
- Les canaux de refroidissement des bobines mal conçus ;
- La limitation du circuit de refroidissement et présence des corps étrangers dans la cuve.

b) Défaillances d'entretien/exploitation

Les opérations d'entretien et de maintenance inadaptées sont les causes importantes des défaillances du transformateur. Une omission dans les réglages des commandes, le non colmatage des fuites, la pollution des traversées, la non lubrification du moteur d'entraînement du régleur, le non réglage des éclateurs ; la non vérification du fonctionnement des ventilateurs et des thermomètres associés à la surcharge peuvent devenir des défauts potentiels affectant le transformateur.

II.2.2. Causes externes

II.2.2.1. Court-circuit

Un court-circuit externe sur le transformateur cause souvent des dommages graves sur les enroulements. Le taux de défaillance en cas de court-circuit est de 40% pour les transformateurs au-dessus de 100 MVA.

Des courants répétés, particulièrement dus à la commutation fréquente sur l'enroulement, sont également connus pour causer les efforts qui peuvent mener à la défaillance.

Des courts-circuits répétés peuvent entraîner les effets suivants :

- Inclinaison ou enchevêtrement des conducteurs, ce qui réduit la rigidité diélectrique.
- Déplacement des enroulements, qui entrave la circulation d'huile dans les canaux de refroidissement ;
- Déplacement de certaines pièces isolantes, ce qui peut nuire à l'écoulement de l'huile ou réduire la rigidité diélectrique ;
- Perte de serrage ;
- Défauts entre spires causés par des enroulements décalés.

II.2.2.2. Fiabilité

La fiabilité d'un transformateur de puissance THT est un souci majeur car la qualité de l'énergie électrique pouvant être transmise est diminuée si la puissance de la centrale ou du réseau n'est pas disponible à cause des problèmes de sécurité du fonctionnement. Malgré le nombre limité de données statistiques de différents réseaux, il semble que beaucoup de

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

problèmes sont dus à un niveau de puissance plus élevé. On doit aussi signaler que l'augmentation en tension a aussi une influence dans la mesure où les dimensions physiques du transformateur sont plus grandes pour des tensions plus élevées.

Plusieurs experts ont démontré que les prises des régleurs dans ces puissances exercent une influence défavorable sur la fiabilité [10].

II.2.2.3. Tenue diélectrique (manœuvre du réseau et foudre)

Il est possible de définir les deux étapes critiques de dégradation de la force de tenue diélectrique:

a) État défectueux

La réduction de la force de tenue initiale sous l'impact d'agents de dégradation. Cela se traduit par une apparence de décharges partielles généralement non destructives (DP) à la tension de fonctionnement.

b) État de défaut

Apparition de DP destructives, progressions de décharge à la surface et arborescence.

Contamination => formation de DP modérées => Apparition de DP destructives => Génération de gaz => génération intensive de gaz => cheminement / arborescence => DP critique avant la défaillance => Défaillance

II.3. Statistiques sur les causes de défaillances

II.3.1. Causes typiques de défaillance du transformateur de puissance

II.3.1.1. Causes internes

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

II.3.1.2. Causes externes

Les surtensions de foudre ou de manœuvre transitoire sont causées par :

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

- Court circuits externes ;
- Température ;
- Événements Séismiques ;

Les événements séismiques tels que les tremblements de terre peuvent causer des dommages internes.

- Surcharge du système ;
- Surchauffe lors du traitement d'huile ;
- Echauffement par mauvaise ventilation et dissipation calorifique ;
- La défaillance dans les pompes ;
- Transport.

Les incidents pendant le transport des nouveaux transformateurs ou en service qui peuvent endommager sa structure interne sont les opérations lors de la commutation de système.

II.3.2. Causes des défaillances du transformateur de puissance selon le retour d'expérience des organismes

L'évaluation de l'état des transformateurs de puissance est généralement liée directement à l'état des composants principaux qui assurent le fonctionnement normal d'un transformateur. Les composants principaux sont :

L'enroulement, le noyau, les traversées, le système de refroidissement et l'isolation solide et liquide.

Les défaillances selon les statistiques peuvent identifier quel composant est critique pour l'évolution d'état du transformateur.

II.3.2.1. Relation entre gaz générés et le type de défaut dans le transformateur de puissance

Tous les transformateurs produisent des gaz, dans une certaine mesure aux températures de fonctionnement normales. Mais de temps en temps la génération des gaz se produit quand une anomalie survient dans le fonctionnement tel que les surchauffes et les problèmes diélectriques, ou une combinaison de ces derniers. Ces anomalies se produisent séparément, ou en tant que plusieurs événements simultanés, et peuvent avoir comme conséquence la décomposition des matériaux isolants et la formation de divers gaz combustibles et non combustibles. L'exploitation normale également, peut entraîner la formation de quelques gaz. Dans un transformateur, les gaz produits peuvent être dissous dans l'huile isolante, ou libre. Les défauts internes génèrent des produits gazeux. Quand la cellulose est impliquée, les défauts produisent le méthane. (CH_4), Hydrogène (H_2), les monoxydes de carbone (CO), et le monoxyde de carbone (CO_2). Chacun de ces types de défauts produits des gaz combustibles pour leur majorité qui peut indiquer l'existence d'un type de défauts, thermiques ou électriques. L'interprétation par les différents gaz peut devenir difficile quand il y a présence de plus d'un défaut, ou quand un type de défaut progresse par rapport un autre.

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

II.3.2.2. Modèle fonctionnel de défaillance

Le modèle de défaillance d'un transformateur doit répondre normalement aux questions suivantes :

- Quelles sont les anomalies et les défauts qui peuvent affecter les composants particuliers du transformateur liés à un sous-système fonctionnel ?
- Quel est le chemin possible de l'évolution de l'anomalie, et puis du défaut?

L'huile est considérée comme une partie essentielle et indissociable du corps du transformateur et qui est responsable du rapport d'informations sur la santé du système diélectrique. Les impuretés présentes dans l'huile peuvent émigrer sous l'impact de la température et du champ électromagnétique.

II.3.3. Le transformateur génère du gaz

Procédures méthodologiques:

Avant de statuer sur l'état d'un transformateur, il est impératif de répondre aux questions suivantes:

- Est ce que les concentrations de gaz sont normales ou anormales ?
- Quelle est la source de génération de gaz : interne ou externe ?
- Quel est le type de défaut ?
- Quel est le problème lié aux défauts ?
- Que peut-il se produire si la charge ou la tension augmente?

Le modèle de diagnostic en utilisant les gaz est donné sur la figure II.1 qui peut aider à répondre sur ces questions.

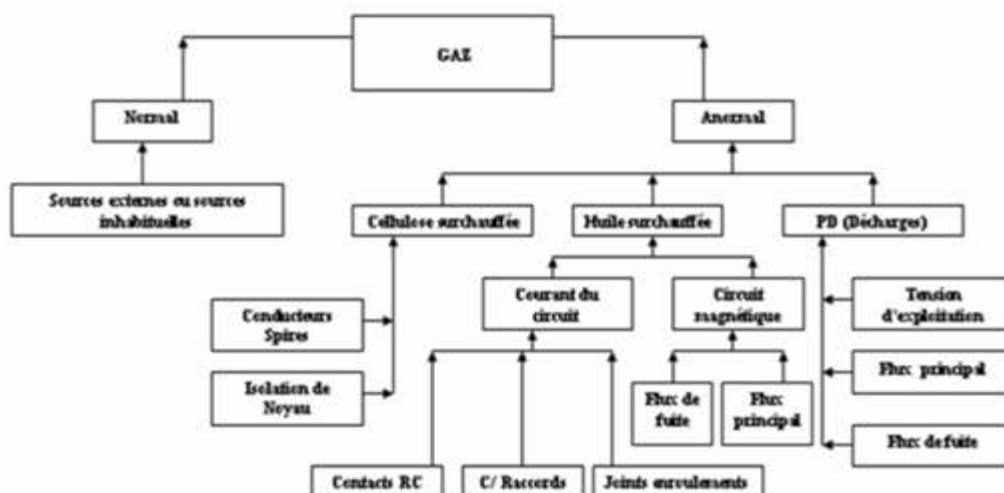


Figure.II.2 - Modele de diagnostic de gazage du transformateur de puissance

Chapitre II : Localisation des défauts et mode de défaillances dans les transformateurs

II.4. Modèle fonctionnel de défaillances

Le modèle de défaillance d'un transformateur répondre aux questions suivantes :

Quelles sont les anomalies qui peuvent affecter les composants particuliers du transformateur ?

- Quel est le chemin possible de l'évolution de l'anomalie, et puis de défaut ?

L'huile est considérée comme une partie essentielle et indissociable du corps du transformateur et qui est responsable du rapport d'informations sur la santé du système diélectrique. Les impuretés présentes dans l'huile peuvent émigrer sous l'impact de la température et du champ électromagnétique.

Le Tableau II.1 montre le modèle fonctionnel de défaillance des transformateurs de puissance.

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
Diélectrique - Isolation : - Majeure - Mineure - Raccordements	- Excès d'eau - Contamination d'huile - Huile vieillie - Cellulose vieillie - Electrification statique - DP de faible énergie - Contamination de la surface	Oui Oui Oui Oui Oui Oui Non	- DP destructive - Cheminement localisé - Ecoulement de décharges - Vieillesse excessive/cellulose surchauffée - Etincelle	Oui Non Oui Oui
Circuit magnétique - Isolation du noyau - Force de serrage - Ecran magnétique - Circuit de terre.	- Perte de serrage - Court circuit /circuit ouvert de terre. - Circulation de courant anormal - Potentiel flottant - Laminées Vieillies	Non Oui Oui Non	- Point chaud localisé - Etincelle/décharges - Génération de gaz	Oui Oui Oui
Mécanique - Enroulements - Serrage - Supports de raccordements	- Perte de serrage	Non	- Distorsion des enroulements: - Radiale - Axiale - Torsion - Rupture isolation	Non Non
Circuit électrique - Raccordements - Enroulement - Conducteurs	- Joint faible - Contacts faible - Contact détériorés	Oui Oui Oui	- Point chaud localisé - Circuit ouvert - Court circuit	Oui Non Oui

Tableau.II.2_ Modèle Fonctionnel de défaillance Détection possible des défauts typiques par des essais d'huile

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons abordé de manière sommaire les différents modes de défauts ainsi que leur localisation.

III.1. Introduction

Les surtensions dans le réseau peuvent être dues aux modifications brutales des caractéristiques du transformateur telle que l'exploitation, rupture de mise à la terre. A la suite de quelques mesures et d'une expérience déjà longue, on a convenu d'étudier la tenue des matériels à l'onde de choc, en leur appliquant des ondes de tension unidirectionnelles (positive ou négative). Dans ce chapitre on va baser sur l'étude des essais électriques

III.2. Généralités

Tout transformateur neuf doit pouvoir obligatoirement subir en fin de fabrication tous les essais électriques individuels dits essais de routine pour nous permettre de vérifier les caractéristiques électriques à savoir :

- mesure de la résistance des enroulements mesure du rapport de transformation et vérification du couplage des enroulements
- mesure des pertes et du courant à vide
- mesure des pertes dues à la charge et la tension de court-circuit
- épreuves diélectriques
 - a. Par la tension appliquée à fréquence industrielle
 - b. Par la tension induite [11].

Dans certains cas particuliers et s'agissant notamment d'un prototype, il est fait mention d'essais supplémentaires autant dire complémentaires appelés essais de type tels que définis par les normes en vigueur (CEI 60076-2011) à savoir :

- essais d'échauffements
- essais de tenue aux chocs de foudre

Ces essais de type sont effectués sur un transformateur représentatif d'un lot de transformateurs du même type (même puissance), destinés à montrer que ces derniers satisfont aux conditions spécifiées par les normes citées ci-dessus.

- Les essais sont effectués dans les ateliers, au niveau du banc d'essais électriques. La température ambiante doit être comprise entre 10°C et 40°C.

- Tous les éléments constitutifs et les accessoires extérieurs susceptibles d'influer sur le fonctionnement du transformateur doivent être mis en place.
- Le commutateur doit être sur sa position nominale. Dans le cas des transformateurs à prises multiples par exemple, avec un réglage de $\pm 2 \times 2,5\%$, il est intéressant d'effectuer certaines mesures sur les prises extrêmes.
- L'ordre des essais n'est pas très important sauf en ce qui concerne les mesures de perte en court-circuit qui doivent toujours être effectuées après les mesures de résistances (Problème d'élévation de température liée au passage du courant dans les enroulements).

III.3. Description d'un banc d'essais :

III.3.1. Définition des tâches

Le banc d'essais des transformateurs est dimensionné pour contrôler en série des transformateurs à bain d'huile, avec puissance en allant de 25kVA à 1600kVA, des tensions allant de 3 kV à 36 kV et une tension de court-circuit allant jusqu'à 6% à une fréquence de 50Hz.

Les contrôles seront effectués selon la directive CEI 60076, EDITION 2011, conformément à celle-ci, nous avons :

- le contrôle des enroulements, côté haute tension et basse tension ;
- la mesure de la résistance ;
- le contrôle des spires ;
- la mesure du rapport de transformation ;
- la mesure à vide ;
- la mesure en charge.

On pourra en outre effectuer dans le cas particulier, le contrôle de l'échauffement.

III.3.2. Construction mécanique générale

On trouvera dans l'espace la disposition, des machines, des armoires de distribution et des postes de contrôle avec leurs points de mesure ainsi que celle des pupitres de mesure et de commande. Le banc d'essais se compose, des équipements suivants :

- a. Deux postes de contrôle
- b. Une cabine de mesure
- c. Une salle des machines et des installations de distribution

III.4. Essais individuels

III.4.1. Epreuve diélectrique ou essai d'isolement par tension appliquée à fréquence industrielle

L'essai par tension appliquée doit être effectué avec une tension alternative monophasée de forme aussi proche que possible de la forme sinusoïdale et à toute fréquence appropriée au moins égale à 80% de la fréquence nominale de 50Hz.

On mesure la valeur de crête de la tension. La valeur de crête divisée par la racine carrée de 2 doit être égale à la valeur d'essai,

L'essai doit commencer à une tension égale au maximum au tiers de la valeur d'essai spécifiée et la tension est portée à la valeur d'essai rapidement que le permet la mesure. A la fin de l'essai, on réduit rapidement la tension à une valeur inférieure au tiers de la valeur d'essai avant de la couper.

La pleine tension d'essai doit être appliquée pendant 60S entre l'enroulement en essai et toutes les bornes des autres enroulements, le circuit magnétique, le bâti et la cuve, reliés ensemble à la terre.

Le but de l'essai est de vérifier la tenue à fréquence industrielle de l'enroulement en essai par rapport à la masse et aux autres enroulements. Par conséquent l'essai est déclaré satisfaisant s'il ne se produit aucun effondrement de la tension d'essai.

III.4.2. Mesure du rapport de transformation et vérification du groupe de couplage

La vérification du groupe de couplage et la mesure du rapport de transformation sont effectuées sur chaque prise à l'aide d'un pont de mesure de rapport de transformation pendant l'essai à vide. La mesure consiste, dans son principe, à rechercher une tension primaire (simple ou composé) en phase avec une tension secondaire (simple ou composé) et d'en comparer les modules.

Le rapport de transformation est mesuré à 0,5% près sur la prise principale.

III.4.3. Mesure de la résistance des enroulements

La mesure de la résistance entre phases est effectuée par la méthode volt-ampéremétrique, ou à l'aide d'un pont de THOMSON. On doit noter la résistance de chaque enroulement, les bornes entre lesquelles elle est mesurée et la température des enroulements. La mesure doit être effectuée en courant continu.

Dans toutes les mesures de résistance, on doit veiller à réduire au minimum les effets de l'auto-induction par la stabilisation du courant.

III.4.4. Epreuve diélectrique par tension induite ou essai entre spires

On doit appliquer une tension alternative aux bornes d'un enroulement sans prises du transformateur. La forme de la tension doit être aussi proche que possible de la forme sinusoïdale et sa fréquence doit dépasser suffisamment la fréquence nominale pour éviter un courant magnétisant excessif au cours de l'essai.

La tension d'essai aux bornes d'un enroulement sans prises (secondaire) du transformateur doit être égale à deux fois la valeur de la tension assignée.

L'essai doit commencer à une tension égale au maximum au tiers de la valeur d'essai et cette tension est portée à la valeur d'essai aussi rapidement que le permet la mesure. A la fin de l'essai, on réduit rapidement la tension à une valeur d'essai avant de la couper.

La durée de l'essai à la pleine tension d'essai est de 60S pour toute fréquence d'essai inférieure ou égale à deux fois la fréquence assignée. Lorsque la fréquence d'essai dépasse le double de la fréquence assignée, la durée de l'essai doit être de :

$$t_e = \frac{60S \times 2 \times \text{fréquence assignée}}{\text{fréquence d'essai}} \text{(Secondes)} \quad (\text{III.1})$$

Avec un minimum de 15s

Cet essai a pour but de vérifier la tenue diélectrique le long de l'enroulement essayé et entre ses phases. Par conséquent, l'essai est déclaré satisfaisant s'il ne se produit aucun effondrement de la tension d'essai.

III.4.5. Mesure des pertes et du courant à vide

Les mesures des pertes et du courant à vides sont effectuées à la fréquence nominale de 50Hz et sous une tension égale à la tension nominale.

La tension appliquée doit être de forme aussi proche que possible de la forme sinusoïdale. La tension est appliquée aux bornes du secondaire, le primaire étant resté à circuit ouvert.

La méthode utilisée pour mesurer les pertes est celle de deux wattmètres est c'est une méthode classique, et pour mesurer le courant à vide on place sur chaque phase un ampèremètre.

III.4.6. Mesure de la tension de court-circuit et des pertes dues à la charge

III.4.6.1. Procédé d'essai

La tension de court-circuit et les pertes dues à la charge doivent être mesurées à la fréquence nominale de 50 Hz. Une tension pratiquement sinusoïdale étant appliquée aux bornes du primaire, les bornes du secondaire étant court-circuitées. Le courant d'alimentation doit être au moins égal à 50% du courant nominal.

La valeur mesurée des pertes dues à la charge doit être multipliée par le carré du rapport du courant nominal au courant d'essai. La valeur ainsi obtenue doit être ramenée à la température de référence appropriée.

III.4.6.2. Calcul des corrections de températures

- **A la température ambiante :**

$$U_{cc \text{ amb}} = U_{\text{mes}} \times \left(\frac{I_{\text{nominal}}}{I_{\text{mesuré}}} \right) \quad \text{V} \quad (\text{III.2})$$

$$P_{cc \text{ amb}} = P_{\text{mes}} \times \left(\frac{I_{\text{nominal}}}{I_{\text{mesuré}}} \right)^2 \quad \text{W} \quad (\text{III.3})$$

- **A la température de référence**

Les pertes joule (RI^2) varient en raison directe et les autres pertes (P_g) en raison inverse de la résistance.

Si la température de référence est de 75°C, la mesure étant faite à 24°C.

$$P_{cc}24^{\circ}\text{C} = P_j24^{\circ}\text{C} + P_s24^{\circ}\text{C} \quad (\text{III.4})$$

$$P_{cc}75^{\circ}\text{C} = KP_j24^{\circ}\text{C} + \frac{1}{K}P_s24^{\circ}\text{C} \quad (\text{III.5})$$

$$\text{Avec } K \text{ pour le cuivre : } K = \frac{235+75}{235+24} \quad (\text{III.6})$$

La tension de court-circuit (u_{cc}) a une composante réactive (u_x) indépendante de la température et une composante résistive (u_r) qui évolue proportionnellement aux pertes en court-circuit (P_{cc}). En valeurs réduites aux grandeurs nominales on peut écrire :

$$(U_{cc}\%)^2 = (U_x\%)^2 + (U_r\%)^2 \quad (\text{III.7})$$

$$U_r\% = \frac{P_{cc} \times 100}{S_n} \quad (\text{III.8})$$

Et

$$U_{cc}\% = \frac{U_{cc} \times 100}{U_N} \quad (\text{III.9})$$

$$(U_{cc}\% 75^{\circ}\text{C})^2 = (U_{cc}\% 24^{\circ}\text{C})^2 - (U_r\% 24^{\circ}\text{C})^2 + (U_r\% 75^{\circ}\text{C})^2 \quad (\text{III.10})$$

$$U_{cc}\% 75^{\circ}\text{C} = 100 \sqrt{\left(\frac{U_{cc}\% 24^{\circ}\text{C}}{100}\right)^2 + \left(\frac{P_{cc}24^{\circ}\text{C}}{S_n}\right)^2 + \left(\frac{P_{cc}75^{\circ}\text{C}}{S_n}\right)^2} \quad (\text{III.11})$$

III.5. Essais de types

III.5.1. Essai d'échauffement

III.5.1.1. Procédé d'essai

Pour des raisons pratiques, la méthode normalisée de la détermination, en usine, de l'échauffement en régime établi de transformateurs immergés dans l'huile équivaut à l'essai en court-circuit.

La méthode d'essai préconisée est dite essai par la méthode de court-circuit jusqu'au régime établi. Durant cet essai, le transformateur n'est pas soumis à la tension assignée et au courant assigné simultanément, mais aux pertes totales calculées, préalablement obtenues par deux déterminations séparées des pertes, c'est-à-dire les pertes dues à la charge à la température de référence et les pertes à vide.

Le but de l'essai est double :

- établir l'échauffement de l'huile au sommet en régime établi avec dissipation des pertes totales ;
- établir l'échauffement moyen des enroulements au courant assigné, compte tenu de l'échauffement de l'huile au sommet établi comme ci-dessus.

Cela est réalisé en deux étapes :

a) Injection des pertes totales

En premier lieu, les échauffements de l'huile au sommet et de l'huile moyenne sont déterminés quand le transformateur est soumis à une tension d'essai telle que la puissance active mesurée est égale aux pertes totales du transformateur.

Le courant d'essai excédera le courant nominal de la valeur nécessaire pour produire un excédent de pertes égales aux pertes à vide et l'échauffement des enroulements sera accru de la valeur correspondante.

Les températures de l'huile et de l'air de refroidissement sont surveillées et relevées toutes les heures. L'essai est poursuivi jusqu'à ce qu'un échauffement de l'huile en régime établi soit atteint.

L'essai peut être terminé lorsque le taux de variation de l'échauffement de l'huile au sommet est tombé en dessous de 1°K par heure et resté en dessous de ce seuil pendant une période de trois heures.

b) Injection du courant nominal

Quand l'échauffement de l'huile au sommet a été déterminé, l'essai doit continuer immédiatement avec un courant d'essai ramené au courant nominal.

Cette condition d'essai sera maintenue durant une heure avec observation continue des températures de l'huile et de l'air de refroidissement.

A la fin de l'heure, les résistances des enroulements sont mesurées après une déconnexion rapide de l'alimentation et des courts-circuits. Un circuit de mesure en courant continu est alors raccordé aux bornes de chaque enroulement de phase à mesurer. L'enroulement a une constante de temps électrique L/R élevée. C'est pourquoi des lectures précises ne sont obtenues qu'après un certain laps de temps (chute de tension inductive dans les enroulements avant stabilisation du courant continu de mesure).

La résistance de l'enroulement varie avec le temps puisque l'enroulement se refroidit. Celle-ci doit être mesurée pendant un temps suffisant (20 minutes environ) et à intervalles de temps égaux (un relevé toutes les minutes) pour permettre l'extrapolation en remontant jusqu'à l'instant de la coupure (voir la courbe d'échauffement $\theta=f(t)$).

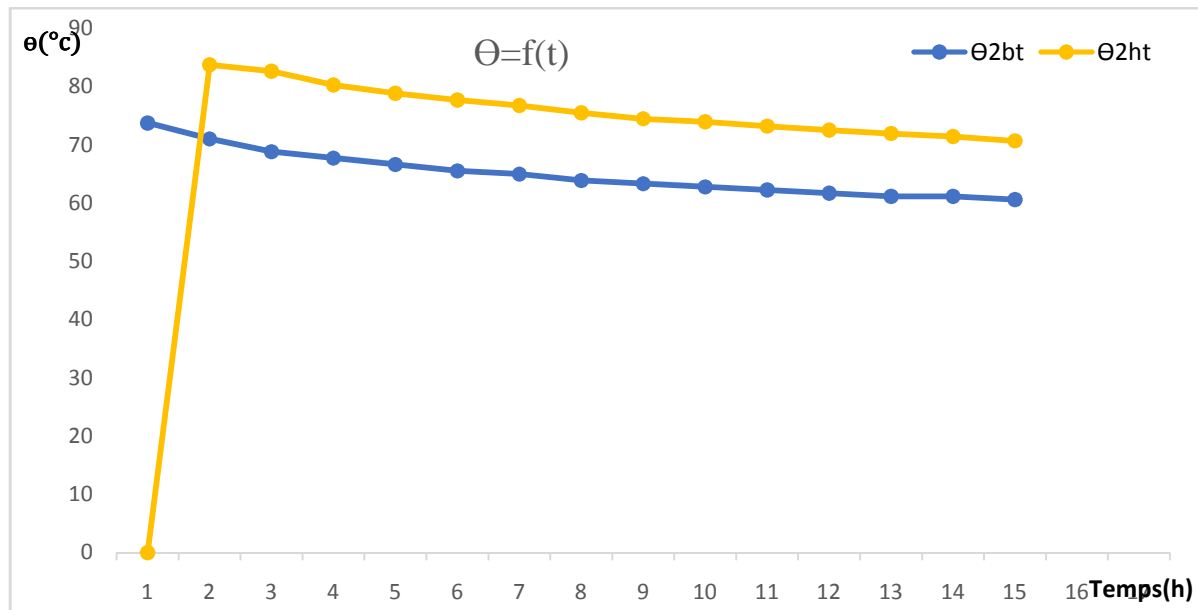


Figure.III.1. Courbe d'échauffement $\Theta=f(t)$ [CEI 60076-2]

La température de l'air de refroidissement doit être mesurée à l'aide de plusieurs thermomètres (au moins trois) répartis en différents points autour du transformateur, à une distance de un à deux mètres et placés à la mi-hauteur environ de la surface de refroidissement. La valeur à adopter, pour la température de l'air de refroidissement est la moyenne des lectures faites sur ces thermomètre à des intervalles de temps égaux pendant le dernier quart de la durée d'essai.

III.5.1.2. Détermination de la température moyenne de l'huile

La température de l'huile à la partie supérieure est déterminée par un ou plusieurs capteurs immergés dans l'huile au sommet de la cuve.

La température de l'huile est obtenue en retranchant de la température de l'huile à la partie supérieure, la température de l'air de refroidissement à l'instant de la coupure de l'alimentation.

$$\Delta\theta_{\text{Huile}} = \theta_e - \theta_0 \quad (\text{III.12})$$

Avec :

θ_e : Température de l'huile en régime établi

θ_0 : Température ambiante à l'instant de la coupure de l'alimentation

III.5.1.3. Détermination de la température moyenne des enroulements

La température moyenne des enroulements est déterminée par la mesure de la résistance des enroulements. Dans un transformateur triphasé, il convient d'effectuer la mesure de

préférence sur la colonne du milieu. (Le rapport entre la valeur de résistance R_2 à la température θ_2 qui est mesurée en régime établi et une mesure de référence)

R_1 à la température θ_1 des résistances des enroulements fait lorsque le transformateur est à la température ambiante est donnée par :

$$\text{Cuivre : } \frac{R_2}{R_1} = \frac{235+\theta_2}{235+\theta_1} \text{ d'ou } \theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \times (235 + \theta_1 - 235) \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (\text{III.13})$$

La température moyenne de l'enroulement est :

$$\Delta\theta_{\text{Enr}} = \theta_2 - \theta_0 \quad (\text{III.14})$$

Avec :

θ_2 : Température de l'enroulement à l'instant de la coupure de l'alimentation

III.6.Essai de tenue aux chocs de foudre

III.6.1.Définitions d'application générale

Un choc est une tension ou un courant transitoire apériodique appliqué intentionnellement qui habituellement croit rapidement jusqu'à une valeur de crête, puis décroît plus lentement jusqu'à zéro.

Les chocs dont les durée du front vont jusqu'à $20\mu\text{s}$ sont considérés comme étant des chocs de foudre, contrairement à ceux qui ont une durée de front plus longue comme étant des chocs de manœuvres.

La valeur de la tension d'essai est pour un choc de foudre, exempt d'oscillations, c'est la valeur de crête.

La durée du front d'un choc de foudre est un paramètre conventionnel défini comme 1,67 fois l'intervalle de temps T compris entre les instants où la tension atteint 30% et 90% de la valeur de crête. (Points A et B de la figure III.2)

L'origine conventionnelle θ_1 d'un choc de foudre est l'instant qui précède d'une durée de $0,3 T_1$ celui qui correspond au point A. pour les enregistrements à échelle de temps linéaire, c'est l'intersection avec l'axe des abscisses de la droite passant par les deux références A et B du front.

La durée jusqu'à la mi-valeur T_2 d'un choc de foudre est un paramètre conventionnel défini comme l'intervalle de temps compris entre l'origine conventionnelle θ_1 et l'instant où la tension est tombée à la moitié de la valeur crête. [7]

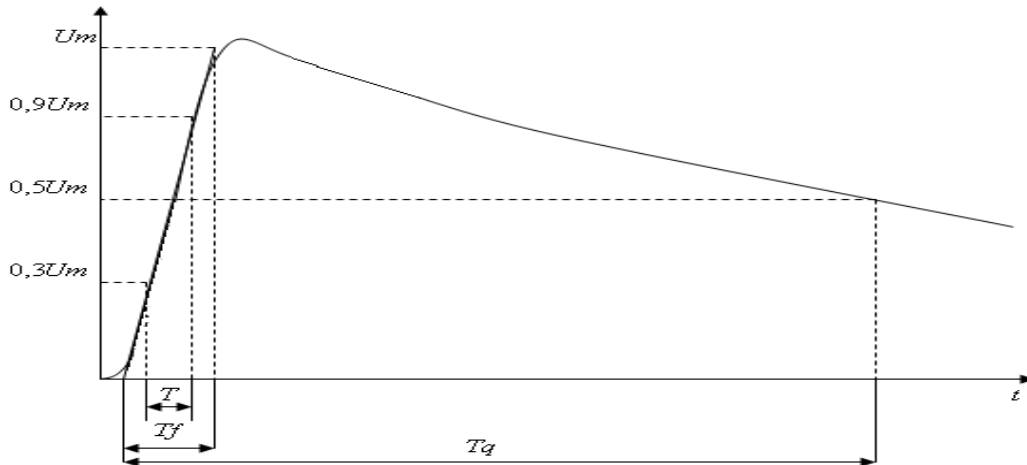


Figure.III.2. Onde de foudre pleine [CEI 60060-1].

$$T_q = (50 \pm 10) \mu\text{s} \quad 20\% \quad ; \quad T_f = (12 \pm 0,36) \mu\text{s} \quad 30\%$$

III.6.2. Procédé d'essai

III.6.2.1. Tension d'essai

Le choc appliqué lors de l'essai doit être un choc de foudre plein normalisé ayant une durée du front de $1,2 \mu\text{s}$, une durée jusqu'à la mi-valeur de $50 \mu\text{s}$ dénommé choc 1,2/50.

III.6.2.2. Tolérances

Les différences suivantes sont autorisées entre les valeurs spécifiées pour chocs normaux et les valeurs réellement mesurées. CEI 60060-1(2015)

- Valeur de crête $\pm 3\%$
- Durée du front $\pm 30\%$
- Durée à mi-valeur $\pm 20\%$

III.6.2.3. Séquence d'essai

La séquence d'essai se compose d'un choc dont la tension est comprise entre 50% et 75% de la pleine tension d'essai, puis de trois chocs à la pleine tension. Si, au cours de l'un de

ces chocs, un claquage extérieur se produit dans le circuit ou à une traversée, ou si le dispositif d'enregistrement oscillographe est déficient sur l'une des voies des mesures spécifiées, on ne tient pas compte de cet essai et un nouveau choc est appliqué.

La séquence d'essai au choc est appliquée successivement à chacune des bornes de ligne de l'enroulement essayé.

Dans le cas d'un transformateur triphasé, les autres bornes de ligne de l'enroulement doivent être reliées à la terre directement ou à travers une faible impédance.

Si l'enroulement a le neutre sorti, le neutre doit être relié à la terre directement ou à travers une faible impédance, par exemple un shunt de mesure de courant. La cuve doit être reliée à la terre.

La valeur de crête de la tension appliquée est donnée au tableau I (norme CEI 60076 voir annexe).

La tension d'essai est de polarité négative, parce que cela réduit le risque d'un claquage extérieur aléatoire dans le circuit d'essai, qui pourrait lui être dommageable.

IV.1.Introduction

Après construction, le transformateur doit subir des essais avant sa commercialisation en plus des essais classiques on lui fait subir des essais à l'onde de choc. C'est l'objectif de notre étude, nous avons participé à un essai à l'onde de choc sur un prototype de transformateur 400 kVA/30KV

IV.2. Essai individuels

IV.2.1 Epreuve diélectrique par tension appliqué à fréquence Industrielle

Pour un transformateur 30kV au primaire, on lui applique une tension d'essai égale a la valeur de crête divisé par $\sqrt{2}$ pendant une minute (60 s) par fréquence industrielle 50Hz. (voir le tableau I CEI 60076 en annexe)

$$U_{\text{essai}} = \hat{U}/\sqrt{2} = 70 \text{ kV}$$

IV.2.2. Mesure du rapport de transformation et vérification du type de couplage

On mesure le rapport de transformation sur chaque prise .cette mesure se fait à vide et à l'aide d'un pont de mesure de rapport de transformation qui nous donne la valeur moyenne corrigée des 3 phases. (Voir le procès-verbal de contrôle de transformateur en annexe)

Le rapport de transformation nominal c'est -à-dire sue la même prise principale et calcule en fonction du groupe de couplage des enroulements et de l'indice horaire.

Dans notre application le mode de couplage des enroulements est Dy_{n11} donc :

$$m = \frac{U_1}{U_2} \sqrt{3}$$

Avec :

m : rapport de transformation

U₁ : tension au primaire

U₂ : tension secondaire

Pour les autres prises autres que la prise principale le réglage des tensions est de l'ordre de $\pm 2 \times 2,5\%$ de la tension nominale.

Calcul du rapport de transformation nominal

$$m_N = \frac{U_{1N}}{U_{2N}} \sqrt{3}$$

$$m_N = \frac{30000}{400} \sqrt{3}$$

$$m_N = 129,90$$

Le rapport de transformation sur les autres prises du commutateur est calculé de la même manière. (Voir le tableau suivant) :

N°de prise	1	2	3	4	5
Valeurs théoriques	136,39	133,15	129,90	126,65	123,40
Valeurs mesurées	136,47	133,21	129,96	126,74	123,55

IV.3.Mesure de la résistance des enroulements

La mesure de la résistance des enroulements est effectuée en courant continu par la méthode voltampéremétrique : c'est-à-dire nous injectons un courant continu dans les enroulements placés dans un dispositif relié à une source de tension continue, un ohmmètre digital placé à cet effet, nous permet de lire la valeur de la résistance pour chaque phase suivant la loi d'Ohm :

$$U = RI \Rightarrow R = \frac{U}{I}$$

IV.3.1.Calcul de la résistance moyenne des enroulements

IV.3.1.1.Enroulement haute tension

$$R_{\text{moyHT}} = \frac{R_{1U-1V} + R_{1V-1W} + R_{1W-1U}}{3}$$

$$R_{\text{moyHT}} = \frac{30,92 + 30,97 + 31,03}{3}$$

$$R_{\text{moyHT}} = 30,97 \Omega$$

IV.3.1.2.Enroulement basse tension

$$R_{\text{moyBT}} = \frac{R_{2U-2V} + R_{2V-2W} + R_{2W-2U}}{3} (\Omega)$$

$$R_{\text{moyBT}} = \frac{0,00465 + 0,00462 + 0,00465}{3} = 0,00464 \Omega$$

IV.4.Epreuve diélectrique par tension induite ou essai entre spires

Dans cette essai, on applique une tension alternative d'une valeur égale a deux fois la tension nominale aux bornes de l'enroulement secondaire du transformateur , a une fréquence égale à quatre fois la fréquence nominale pendant un temps d'essai (t_e).

IV.4.1.Calcul de la tension d'essai

$$U_e = U_{sn} \times 2$$

$$U_e = 400 \times 2$$

$$U_e = 800V$$

IV.4.2.Calcul de la fréquence d'essai

$$F_e = F_n \times 4$$

$$F_e = 50 \times 4$$

$$F_e = 200 \text{ Hz}$$

IV.4.3. Calcul de temps d'essai

$$t_e = \frac{120 \times \text{fréquence assignée}}{\text{Fréquence d'essai}}$$

$$t_e = \frac{120 \times 50}{200}$$

$$t_e = 30 \text{ s}$$

IV.5. Mesure de pertes et du courant à vide

Dans cet essai, on applique une tension alternative d'une valeur égale à la tension nominale (400V) aux bornes du secondaire, le primaire étant en circuit ouvert. On procède au relevé des valeurs des courants à vide par phase et des pertes partielles mesurées par les (02) wattmètres.

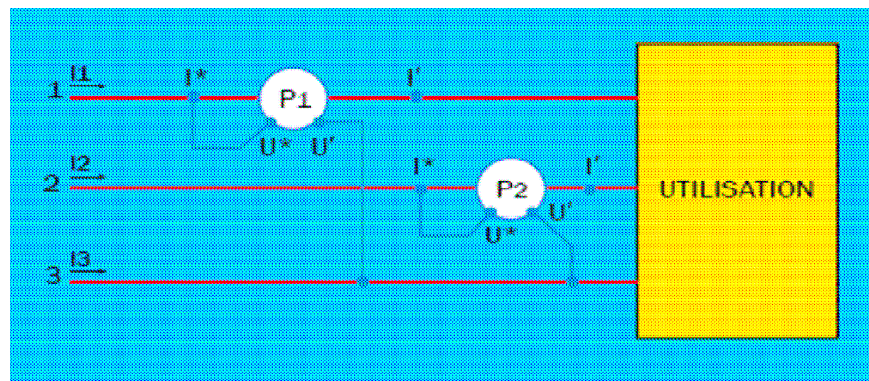


Figure IV.1. La méthode des deux wattmètres

Les valeurs mesurées des courants par phase :

$$I_{01} = 9.70 \text{ A}$$

$$I_{02} = 6.88 \text{ A}$$

$$I_{03} = 9.48 \text{ A}$$

Les valeurs mesurées des pertes partielles données par les 02 wattmètres:

$$P_{a1} = 50 \text{ W}$$

$$P_{a2} = 34.3 \text{ W}$$

IV.5.1. Calcul du courant moyen à vide

$$I_{0\text{moy}} = \frac{I_{01} + I_{02} + I_{03}}{3} \quad (\text{A})$$

$$I_{0\text{moy}} = \frac{9,70 + 6,88 + 9,48}{3}$$

$$I_{0\text{moy}} = 8,69 \text{ A}$$

IV.5.2. Calcul des pertes à vide

$$P_0 = (P_{a1} + P_{a2}) \times C_p - \text{Corr}$$

Avec:

P_0 : Pertes à vide

P_{a1} : Pertes mesurées par le wattmètre 1

P_{a2} : Pertes mesurées par le wattmètre 2

C_p : Calibre de puissance

Corr: correction sur l'appareillage

$$P_0 = (50 + 34.3) \times 50 - 0,011$$

$$P_0 = 4,215 \text{ KW}$$

IV.6. Mesure de la tension en court-circuit et des pertes dues à la charge

Le secondaire du transformateur étant court-circuité. On applique une tension au primaire.

IV.6.1. Calcul de la tension appliqué

$$U_{\text{app}} = U_N \times U_{\text{cc N\%}} \times 80\%$$

$$U_{\text{app}} = 30000 \times 0,045 \times 0,8$$

$$U_{\text{app}} = 1080 \text{ V}$$

On prend 1100 V pour l'application de la tension au lieu de 1080 V. on procède au relevé des courants de charge par phase et des pertes partielles mesurées par les 02 wattmètres.

Les valeurs des courants mesurées par phase sont :

$$I_1 = 7,5 \text{ A}$$

$$I_2 = 7,3 \text{ A}$$

$$I_3 = 8,3 \text{ A}$$

Les valeurs mesurées des pertes partielles données par les 02 wattmètres :

$$P_{a1} = 29,5 \text{ W}$$

$$P_{a2} = 7 \text{ W}$$

IV.6.2. Calcul de courant de court-circuit

$$I_{cc} = \frac{I_1 + I_2 + I_3}{3}$$

$$I_{cc} = \frac{7,5 + 7,3 + 8,3}{3}$$

$$I_{cc} = 7,7 \text{ A}$$

IV.6.3. Calcul des pertes en court-circuit

$$P'_{cc} = (P_{a1} + P_{a2}) \times C_p - \text{Corr}$$

$$P'_{cc} = (29,5 + 7) \times 250 - 0,008$$

$$P'_{cc} = 9,125 \text{ kW}$$

IV.6.4. Calcul des corrections de température**IV.6.4.1. A la température ambiante 24°C****IV.6.4.1.1. calcul de la tension (U_{cc})**

$$U_{cc} = U_{mes} \times \left(\frac{I_{nominal}}{I_{mesuré}} \right)$$

Avec :

$$U_{mes} = U_{app}$$

$$U_{cc} 24^\circ\text{C} = U_{app} \times \left(\frac{I_{nominal}}{I_{mesuré}} \right)$$

$$U_{cc} 24^\circ\text{C} = 1308 \times \left(\frac{7,7}{7,7} \right)$$

$$U_{cc} 24^\circ\text{C} = 1308 \text{ V}$$

$$U_{cc} \% 24^\circ\text{C} = \frac{U_{cc} \times 100}{U_n}$$

$$U_{cc} \% 24^\circ\text{C} = \frac{1308 \times 100}{30000}$$

$$U_{cc} \% 24^\circ\text{C} = 4,36 \%$$

IV.6.4.1.2. Calcul de la tension active (U_r)

$$(U_{cc} \%)^2 = (U_x \%)^2 + (U_r \%)^2$$

$$U_r \% = \frac{P_{cc} \times 100}{S_n}$$

Et

$$U_{cc}\% = \frac{U_{cc} \times 100}{U_N}$$

Avec : $S_N = 400$ kVA (puissance nominale)

$$U_r\% = \frac{5,61 \times 100}{400}$$

$$U_r\% = 1,40\%$$

IV.6.4.1.3. calcul de la tension réactive

$$(U_x\%)^2 = (U_{cc}\%)^2 - (U_r\%)^2$$

$$U_x\% = \sqrt{4,36^2 - 1,40^2}$$

$$U_x\% = 4,12\%$$

IV.6.4.1.4. calcul des pertes (P_{cc})

$$P_{cc}^{24^\circ C} = P_{ccmes} \times \left(\frac{I_{nominal}}{I_{mesuré}}\right)^2$$

$$P_{cc}^{24^\circ C} = 5617 \times \left(\frac{7,7}{7,7}\right)^2$$

$$P_{cc}^{24^\circ C} = 5,62 \text{ kW}$$

IV.6.4.1.5. calcul des pertes joule (P_j)

$$P_j^{24^\circ C} = \sum (I_N)^2 R \times 3/2$$

$$P_j = (R_{HT}(I_{NHT})^2 + R_{BT}(I_{NBT})^2) \times 3/2$$

Avec:

 $\frac{3}{2}$: Coefficient due a la mesure des résistances

$$P_j = (30,97(7,7)^2 + 0,00464(577)^2) \times 3/2$$

$$= (1836,2 + 1544,8) \times 3/2$$

$$= 5071,5 \text{ W}$$

$$P_j^{24^\circ C} = 5,07 \text{ kW}$$

IV.6.4.1.6. Calcul des pertes supplémentaire

$$P_{cc} = P_j + P_z$$

$$P_z = P_{cc} - P_j = 5,61 - 5,07 = 0,54 \text{ kW}$$

A la température de référence (75°C)

IV.6.4.1.7. Calcul des pertes (Pj) :

$P_{j75^{\circ}\text{C}} = k P_{j24^{\circ}\text{C}}$ Avec :

K pour le cuivre

$$K = \frac{235 + 27}{235 + 24}$$

$$K = 1,196$$

$$P_{j75^{\circ}\text{C}} = 1,196 \times 5,07 = 6,07 \text{ kW}$$

IV.6.4.1.8. Calcul des pertes (Pz)

$$P_{z75^{\circ}\text{C}} = \frac{1}{K} P_{z24^{\circ}\text{C}} \quad (\text{W})$$

$$P_{z75^{\circ}\text{C}} = \frac{1}{1,196} \times 0,54$$

$$P_{z75^{\circ}\text{C}} = 0,54 \text{ kW}$$

IV.6.4.1.9. Calcul des pertes (Pcc)

$$P_{cc75^{\circ}\text{C}} = P_{j75^{\circ}\text{C}} + P_{z75^{\circ}\text{C}}$$

$$P_{cc75^{\circ}\text{C}} = 6,07 + 0,54 = 6,52 \text{ kW}$$

IV.6.4.1.10. Calcul de la tension (Ucc)

$$U_{cc\%75^{\circ}\text{C}} = 100 \sqrt{\left(\frac{U_{cc24^{\circ}\text{C}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_{cc24^{\circ}\text{C}}}{S_n}\right)^2 + \left(\frac{P_{cc75^{\circ}\text{C}}}{S_n}\right)^2}$$

$$U_{cc\%75^{\circ}\text{C}} = 100 \sqrt{\left(\frac{4,36}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,62}{100}\right)^2 + \left(\frac{6,52}{100}\right)^2}$$

$$U_{cc\%75^{\circ}\text{C}} = 5,47 \%$$

IV.7. Essai de type**IV.7.1. Essai d'échauffement**

Première étape: Injection des pertes totales

Calcul de la tension d'échauffement appliquée

$$U_{\text{echauff}} = U_N \times U_{CC} \sqrt{\frac{P_{cc} + P_0}{P_{cc}}}$$

$$U_{\text{echauff}} = 30000 \times 0,054 \sqrt{\frac{6,52 + 0,785}{6,52}}$$

$U_{\text{echauff}} = 1715 \text{ V}$ (Voir le tableau I CEI 60076 en annexe)

IV.7.1.1. Calcul des températures des enroulements θ_2 à R_2

$$\theta_{2HT} = \frac{R_{2HT}}{R_{1HT}} (235 + \theta_2) - 235$$

$$\theta_{2BT} = \frac{R_{2BT}}{R_{1BT}} (235 + \theta_1) - 235$$

Avec:

R_2 : Résistance à chaud .

R_1 : Résistance à froid.

θ_1 = Température ambiante

IV.7.1.2. Haute tension

$$\theta_{2HT} = R_{2HT} \left(\frac{235 + \theta_1}{R_{2HT}} \right)$$

$$\theta_{2HT} = 8.42 R_{2HT} - 235 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

Avec: $\theta_0 = 24^\circ\text{C}$ (voir le procès-verbal d'essai d'échauffement)

$$\Delta\theta_{\text{enrHT}} = \theta_{2HT} - \theta_0$$

$$= 86,08 - 24$$

$$\Delta\theta_{\text{enrHT}} = 60.08 \text{ }^\circ\text{C}$$

IV.7.1.3. Enroulement en basse tension

$$\Delta\theta_{\text{entBT}} = \theta_{2BT} - \theta_0$$

$$\Delta\theta_{\text{enrBT}} = 81.12 - 24 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\theta_{\text{enrBT}} = 55.12 \text{ }^\circ\text{C}$$

IV.7.1.4. Calcul de la température moyenne de l'huile

$$\Delta\theta_{\text{huile}} = \theta_e - \theta_0$$

$$\Delta\theta_{\text{huile}} = 71 - 24$$

$$\Delta\theta_{\text{huile}} = 47 \text{ }^\circ\text{C}$$

IV.7.1.5. Essai de tenue aux chocs de foudre

Cet essai consiste à appliquer(3) chocs en pleine tension de charge et (01) choc à 50% de la pleine charge.

Pour un transformateur de 30 kV au primaire, on lui applique une tension de choc

$$U_{\text{choc}} = 170 \text{ kV}$$

IV.7.1.6.Calcul de la tension de charge appliquée par étage

$$U_{\text{charge}}(100\%) = \frac{U_{\text{choc}} \times 100\%}{3 \times n}$$

$$U_{\text{charge}} 100\% = \frac{170 \times 1}{3 \times 0.77} = 73.6 \text{ kV}$$

$$U_{\text{charge}} 100\% = 73.6 \text{ kV}$$

IV.7.1.7.Calcul de la tension de charge appliquée par étage a 50% de sa charge

$$U_{\text{charge}} \times 50\% = \frac{U_{\text{choc}} \times 50\%}{3 \times n}$$

$$U_{\text{charge}} \times 50\% = \frac{170 \times 0.5}{3 \times 0.77} = 36.79$$

Le tracé des courbes de tension et de courant des différentes phases sont donne par l'oscilloscope numérique. (Voir les traces oscillographiques en annexe), ainsi que les valeurs des tensions de choc. (Voir le rapport d'essai de tenue au choc de foudre en annexe).

IV.8. Caractéristiques de l'installation et condition d'essai au choc de foudre

IV.8.1.Générateur de tension continue

- | | | |
|---------------------|--------|-----|
| - Tension d'entrée | 380 V | AC |
| - Tension de sortie | 100 kV | DC |
| - Courant nominal | 30 | μ A |
| - Fréquence | 50 | Hz |

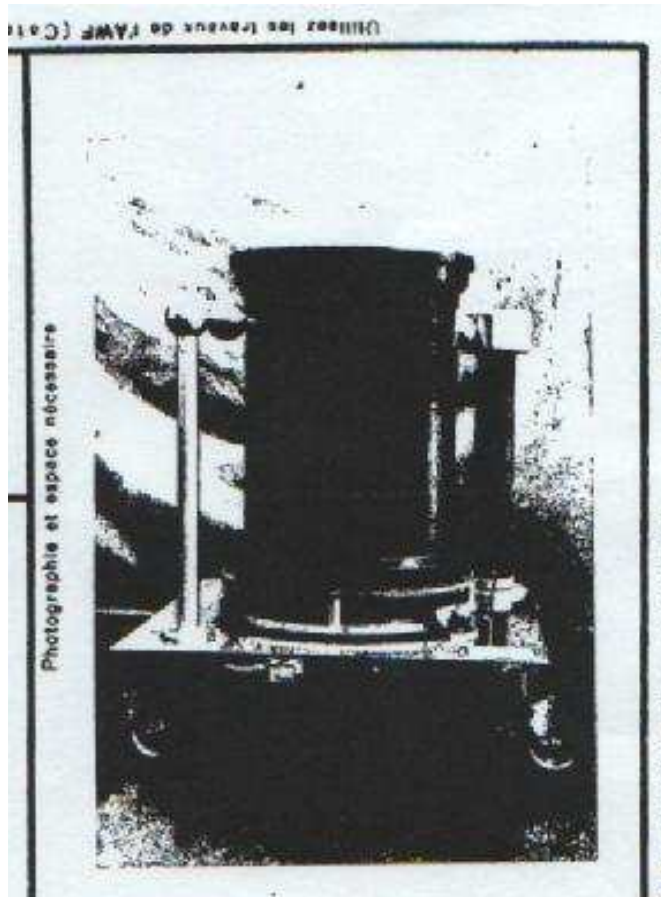


Figure IV.2. Générateur de tension continue

IV.8.2. Générateur de choc

- | | | |
|---------------------------------------|--------|----------------|
| - Type STG | 300/15 | |
| - Tension de charge totale | | 300 KV |
| - Nombre d'étages | | 3 |
| - Forme d'ondes | | 1,2/50 μ_s |
| - Série d'impulsion pour énergie maxi | | 60 S |
| - l'énergie nominale | | 15 kJ |

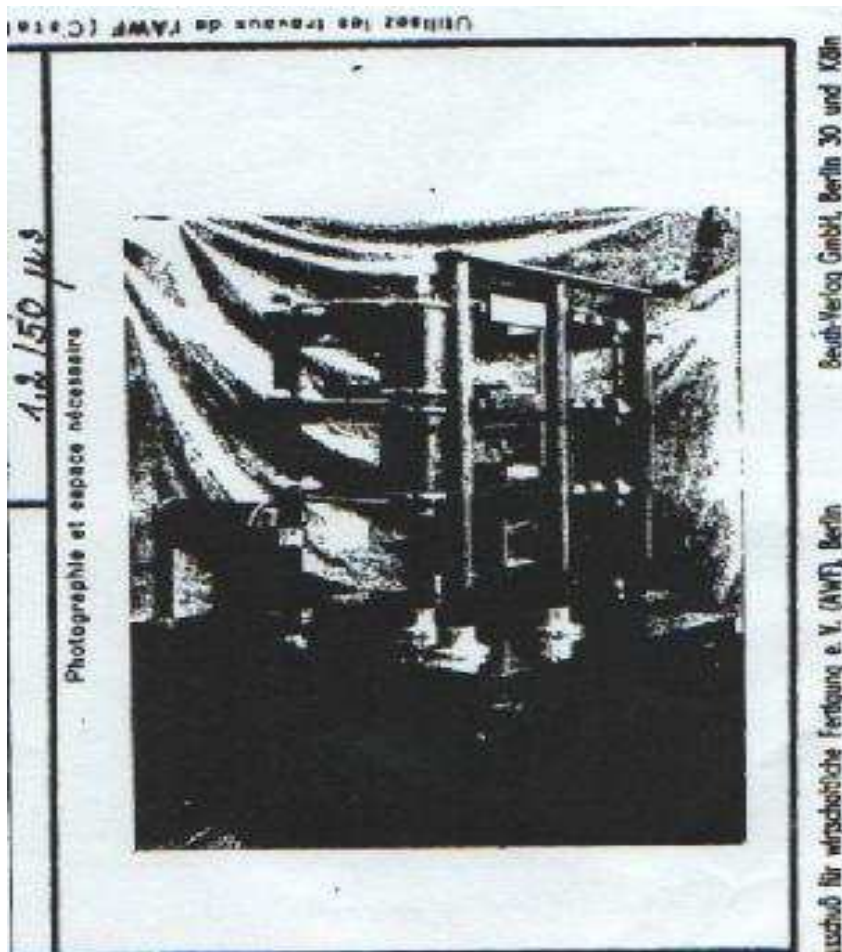


Figure IV. 3. Générateur de choc

IV.8.3. Condensateur de charge type CB 300/2

- Nombre d'étages	1
- Tension nominale	300kV
- Forme d'ondes	1,2/50 μ s, 250/2500 μ s
- Capacité nominale	2nF \pm 10%
- Rapport de tension	800
- Oscilloscope numérique	Type Gould 4072
- Résistance d'amortissement	160 Ω
- Résistance de décharge	10 Ω

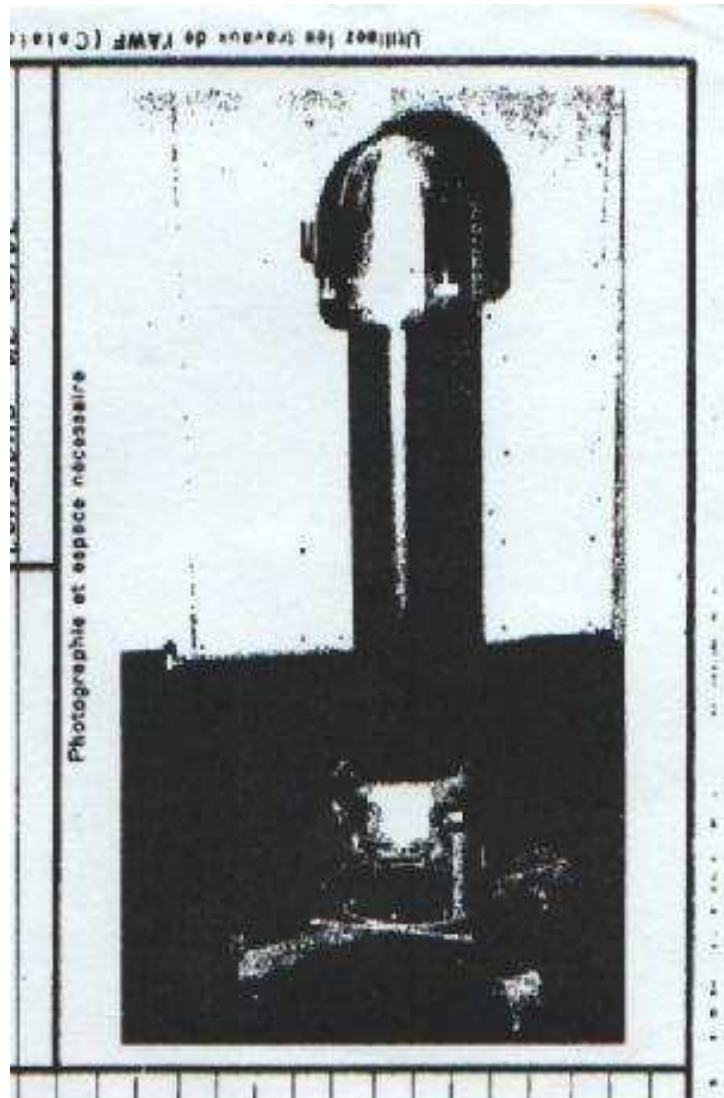


Figure IV.4. Condensateur de charge.

IV.8.4. Conditions des essais :

- | | | |
|---|---|---------|
| - | Température ambiante | 24°C |
| - | Pression atmosphérique | 1017hPa |
| - | Taux d'humidité | 72% |
| - | Résistance du shunt d'écoulement du courant | 10Ω |

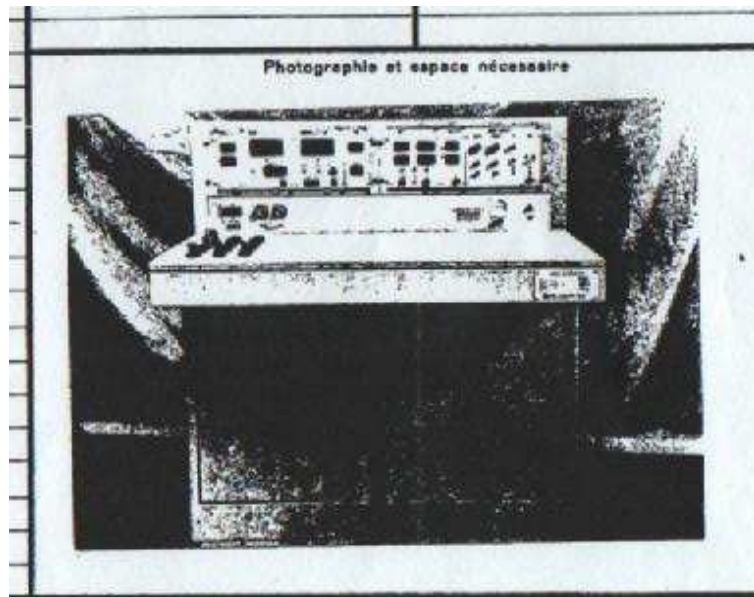


Figure IV.5.Pupitre de commande.

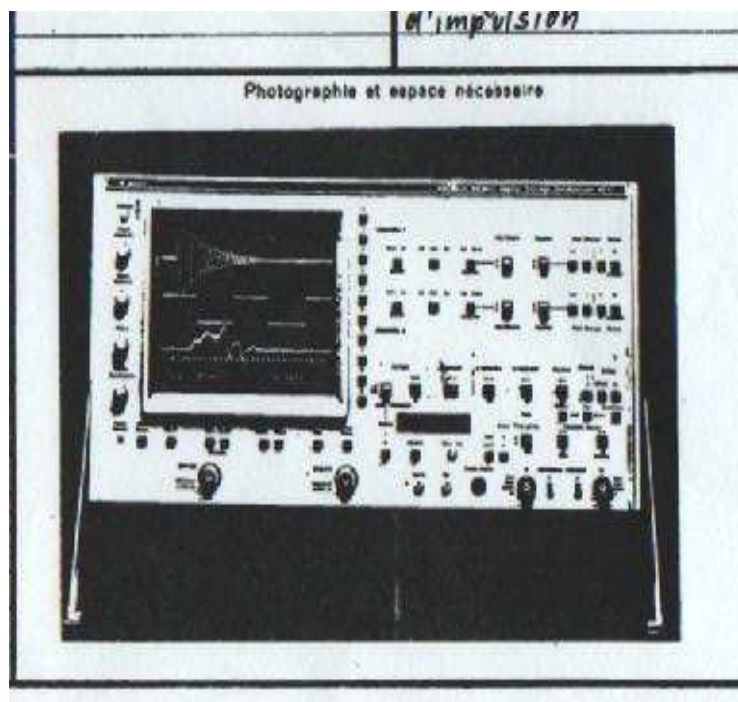


Figure IV.6.Oscilloscope

IV.9.Les résultats des essais

IV.9.1.Procès-verbal d'essai de tenue au choc de foudre

Type: TS 5646C

N°d'ordre: 04049

N° de FAB : 69181

Relevé d'essai :

Pression atmosphérique: 1017hpa

- Humidité relative:72%
- Température ambiante:26°C
- Résistance shunt : 10Ω

Phases	Essai à50%	1 ^{er} Essai à 100%	2 ^{eme} Essai à 100%	3 ^{eme} Essai à 100%
<i>U</i>	88,8KV	165,1 KV	166,6 KV	168,8 KV
<i>V</i>	88,9 KV	171 KV	170 KV	169,9 KV
<i>W</i>	115KV	203,6 KV	203,6 KV	203,6

Tableau IV.2. Présentation des résultats des essais à 50% et à100% pour les trois phases.
Observation: l'essai est satisfaisant

Après avoir effectué l'essai à l'onde de choc sur les trois phases côté haute tension. On a obtenu les résultats suivants (voir tableau IV.2):

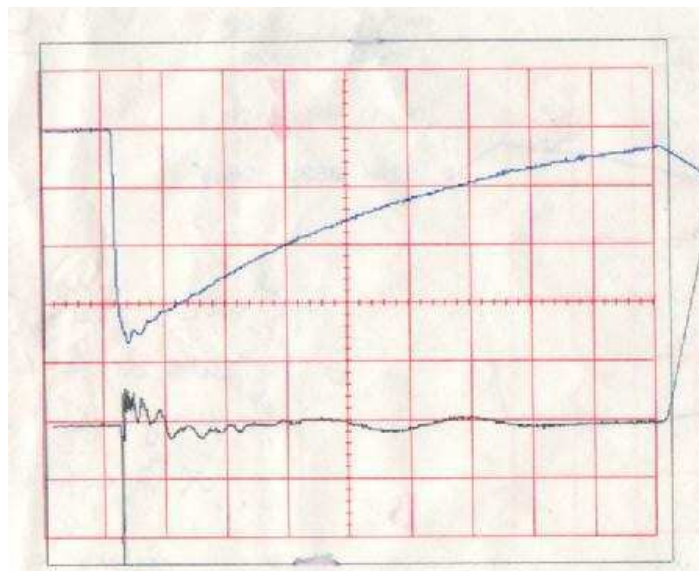


Figure IV.7. Oscillogramme de tension et de courant pour la phase U (essai à100%).

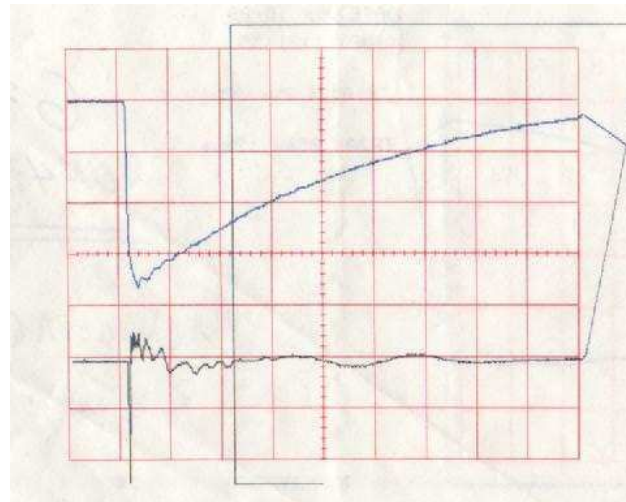


Figure IV.8.Oscillogramme de tension et de courant pour la phase V (essai à100%)

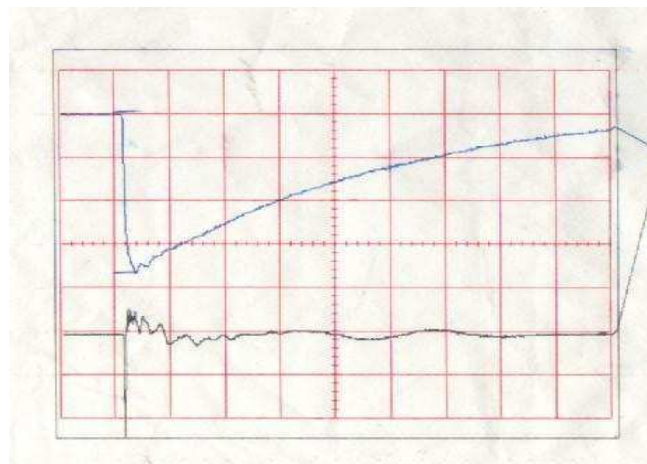


Figure V.9.Oscillogramme de tension et de courant pour la phase W (essai à100%)

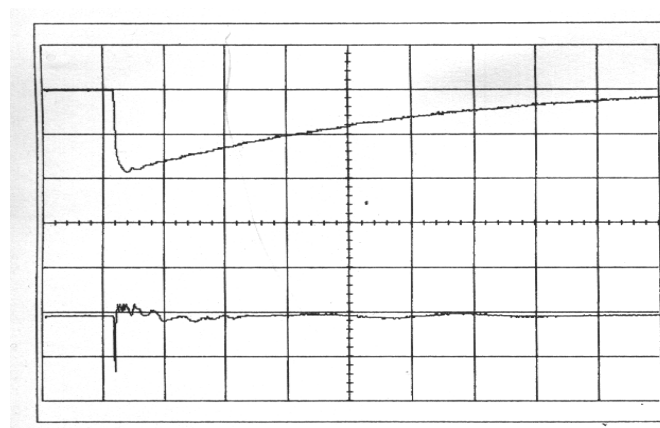


Figure V.10.Oscillogramme de tension et de courant (essai à50%)

IV.10. Interprétation des résultats d'essais

Les méthodes d'essais doivent non seulement permettre la mise en évidence des défauts, mais aussi leur localisation.

Selon leur sensibilité plus ou moins grande, ces méthodes permettent la détection de défauts importants tels que : courts circuits entre bobines, ou de défauts de moindre importance tels que : défauts d'isolation, courts circuits entre spire...

Les deux méthodes principales de détection des défauts sont :

La comparaison des relevées oscillographiques de la tension de choc.

La comparaison des oscillogrammes du courant de neutre.

Cette comparaison s'effectue bien entendu entre les oscillogrammes relevés à tension et à pleine tension.

La forme de l'onde de choc obtenue est une onde pleine située dans le côté négatif de l'axe

Des abscisses car on a appliqué une tension négative.

$$U_{\text{choc}} = 168.8 \text{ kV}$$

Distance de la tension de claquage (cm) 50 kV / Carreau

Le rapport de La tension U. D'où :

Le rapport de la tension = 800

La résistance shunt = 10 Ω .

IV.11. Conclusion

Le travail que nous venons de réaliser nous a conduit à une exploitation réelle du transformateur et nous a montré l'obligation faite à celui-ci de subir des essais électriques.

Ces essais électriques nous renseignent sur l'ampleur des phénomènes observés ainsi que sur le comportement du transformateur en réponse aux différentes contraintes électriques et diélectriques.

Ces caractéristiques en nombre de trois sanctionnées par un procès-verbal d'essai résument la validité des essais et fiabilité du transformateur.

Conclusion générale

Le libre accès à la section transformateur de l'entreprise électro industrie d'AZAZGA et l'autorisation qui nous a été accordée pour participer aux différents essais, nous ont permis de nous familiariser avec la pratique. Comme ils nous ont donné l'opportunité de nous intégrer dans le milieu industriel et de côtoyer de près le monde du travail.

Vu que notre étude se porte sur la réalisation d'un essai sur un transformateur 400KVA/30KV.

Nous avons d'abord décrit le transformateur son principe et sa constitution. Ensuite nous avons fait l'étude avec l'onde de chocs enfin, nous avons participé à la réalisation des différents essais pour vérifier son fonctionnement en régime nominal et l'essai à l'onde de chocs. Ce dernier doit être réalisé en présence d'un personnel qualifié.

Les essais que nous avons effectués sur le transformateur, nous ont permis de constater une bonne qualité et de fiabilité et ce grâce à la technique de construction optimisée et ce qui donne le souci de présenter sur le marché un produit qui répond aux normes internationales.

Cette étude nous a permis d'enrichir notre cursus et de mieux comprendre le problème de construction des transformateurs.

Bibliographie

- [1] **D. BAREILLE.J.P. DAUNIS**, « Electrotechnique, transformateur et machines tournantes ».
- [2] **R.MERLET**, « Technologie d électricité générale et professionnelle », édition Dunond Paris, 1969.
- [3] **A.LEFEVRE**, « contribution a la modélisation électrique, électromagnétique et thermiques des transformateurs », Ecole polytechnique de Nantes, 2006.
- [4] **M. KOSTENKO et L. PIOTROVSKI**, « Machines électriques : Tome I », , édition MIR, MOSCOU 1976.
- [5]**A. SEMLYER**, “Time domain modelling of eddy current effects for transformer transients”, IEEE Trans. on Pow.Ddeli.Vol: 8, No, January 1993.
- [6] **B. HOCHART**, « Le Transformateur de puissance », édition Lavoisier, 1988.
- [7]: Guidelines for life management techniques for power transformers working group of CIGRE study committee12-18 draft final report Rev. 22 June 2002.
- [8] **V. SOKOLOV**, “Consideration on power transformer condition- based maintenance proceeding of the EPRI substation equipment diagnostic conference VIII” February 20-20-2000, New Orleans .
- [9]**V. SOKOLOV**, “Transformer condition –based ronking”, fifth AVO, New Zealand international technical conference, 2006
- [10] **ELEC- 78 ELICRA CIGRE**, « Conférence, international des grands réseaux électrique à haute tension », N°61, décembre, 1978.
- [11] **Document interne de l’ENEL**, « Manuel et technique des essais électrique ».

Annexes

Annexe 1- Tableau de valeurs des températures des enroulements en fonction du temps

$$\theta_2=f(t)$$

Temps (mn)	θ_{2BT} (°C)	θ_{2HT} (°C)
0	-	-
1	-	-
2	73,74	85 ,80
3	71	83,69
4	68,80	82,60
5	67,70	80,24
6	66,60	78,81
7	65,50	77,63
8	64,95	76,70
9	63,85	75,44
10	63,30	74,43
11	62,75	73,92
12	62,21	73,17
13	61,66	72,49
14	61,11	71,90
15	61,11	71,40
16	60,56	70,64

Annexes

Annexe 2

ELECTRO-INDUSTRIES		PROCES VERBAL D'ESSAI D'ECHAUFFEMENT									
TYPE : TS 5646C Année : 2016		N° D'ORDRE : 0404 Pn (KVA) 400			N° FAB : 69181 Un (KV) 30/0,4						
Pt = 7584+8 W											
60,7 graduations											
Temps	I1	I2	I3	A1	A2	U	T°C EXT.	T°C Int.	TEMPS	R.HT	R.BT
8h30	452	450	448	60,8	22,2	83	24	24	1	/	/
9h30	439	437	435	60,8	17,1	82,3	43	24	2	38,10	0,00562
10h30	438	435	433	60,8	15,8	82,8	55	25	3	37,85	0,00557
11h30	437	433	433	60,8	15	83,1	62	25	4	37,72	0,00553
12h30	436	433	432	60,8	14,5	83,2	66	26	5	37,44	0,00551
13h30	435	433	432	60,8	14,2	83,3	68	26	6	37,27	0,00549
14h30	435	433	432	60,8	14,2	83,3	69	26	7	37,13	0,00547
15h30	435	433	432	60,8	14,1	83,2	70	26	8	37,02	0,00546
16h30	435	433	432	60,8	14	83,3	70	26	9	36,87	0,00544
17h30	387	384	384	53,9	11	65,8	71	26	10	36,75	0,00543
	387	385	383	53,9	11,9	65,4	68	26	11	36,69	0,00542
									12	36,60	0,00541
									13	36,52	0,00540
									14	36,45	0,00539
									15	36,39	0,00539
									16	36,39	0,00538

Annexe 3

ELECTRO-INDUSTRIES		Procès-Verbal de contrôle de transformateur				
Type T5.5646 C	Transformateur à l'huile			3 Phases	N° de fabrication 69.182	
Année de fabrication 2005	N° d'ordre 04478					
VDE 0532/CEI 76	Pos.	Tens	H.T	B.T	Caractéristiques à 75°	
Genre edP	1		31 500		Et pour transformation V : V	
Mode de service SC	2		30 750		P _h KW P _c KW U _h %	
Mode de refroidissement ONAN	3		30 000	400	Valeur de montage 1,05 6,21 4,5	
Fréquence nominale 50 Hz	4		29 250		Tolérance +15 % +15 % ± 10 %	
Intensité court-circuit cont. KA	5		28 500		Contrôle en usine 0,77 6,52 4,44	
Durée maxi court-circuit 3 S	Intensité I _N A		7,7	877	Réception	
Série 30N/0,6	Service		HT/BT		Poids total 1,15	
Classe d'isol.	P _N K.VA	400			Poids d'huile 0,387	
Mode de prot.	U _{K2N} %	44			Type d'huile	
Couplage à l'expédition	Position	3				
	Groupe de couplage	DYn 11				
Mesure de Résistance à 24 °C Valeurs en ohms						
Connexion ^{HT}		HT/3		BT/		
1U 1V	30,92			2u 2v	0,00465	
1V 1W	30,97	30,97		2v 2w	0,00462	
1W 1U	31,03			2w 2u	0,00465	
				2u 2n	0,00242	
Mesure de transformation						
Transformations et groupes de couplage selon plaque signalétique						
Connexion	11 n					
Position	1	2	3	4	5	
U Consigne	136,47	133,21	129,96	126,74	123,55	
E _h	%					
Mesure à vide à 50 Hz						
Connexion	2u 2v 2w				à 50 Hz	
Tension en V	Intensité en A	%			Pertes en KW	
U	I ₀	I ₀	I ₀	I ₀ moyenne	U _h /U ₀ a ₁ a ₂ Σ _a C _p P ₀ corr. P ₀ (I ₀)	
400	9,70	6,88	9,48	8,69	1,51 50 34,3 15,7 50 4,215 0,011 4,204	
Mesure de court-circuit à 50 Hz et à 24 °C						
Connexion	1U 1V 1W				à 50 Hz et à 24 °C	
Court-circuit	2u 2v 2w					
Pos	Intensité en A	Tension en V	%			Pertes en KW
1	I _{sc}	U _{sc}	a ₁	a ₂	Σ _a C _p P _{cc} Corr. P _{cc} (I _{sc})	
3	7,7	1308	4,36	29,5 7	22,5 250 9,125 0,008 9,117	
					7,619	
Contrôle de tension alternative						
Contrôle d'enroul.	H.T	70	50	1	Pertes à 24°C P _h (I ₀) = 9,117 KW Σ I _{h2} = 5,07 KW P ₂ = 0,54 KW	
Contrôle d'enroul.	B.T	10	50	1	Pertes à 75°C Σ I _{h2} = 6,07 KW P ₂ = 0,45 KW P _h (N) = 6,52 KW	
Contrôle de spires	0,800	200	1/2			

Résumé

La connaissance et la maîtrise de nombreux essais et études qui apparaissent Sur les enroulements de transformateur et les matériels qui y sont connectés (Ligne moyenne tension, basse tension, ...) est un problème d'actualité. Un transformateur de Puissance relié à un réseau moyenne tension ou très haute tension est soumis à différents types de surtension dont la connaissance permet d'évaluer les contraintes aux quelles sont soumises les isolations internes.

D'une part, nous avons élaboré un nouveau modèle de transformateur cuirassé Valable sur une très large gamme de fréquences, issu du principe de la dualité magnétique électrique afin de connaître son comportement interne (puissance, rendement, capacité de charge et Coefficients de surtension).

Des méthodes ont été également développées pour l'étude des essais fiable des paramètres des transformateurs.

D'autre part, une méthode d'analyse modale permettant d'illustrer le comportement oscillatoire d'un transformateur a été développée cette méthodes Conduit à un schéma équivalent qui sert à étudier les interactions du transformateur avec les essais.

Dans ces précédents modèles, les résultats calculés de théoriquement sont en bon accord avec ceux obtenus par la mesure, tant sur modèle réduit que sur transformateur MT réel.

MOTS CLEFS

Transformateur de puissance	essai individuel
Différents type de fonctionnement	essai de types
Modes de défiances	caractéristiques de l'installation
Statistiques sur les causes de défiances	