

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOHAND OULHADJ-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :

MOUHOUS Youghorta

DEBBI Farid

En vue de l'obtention du diplôme de **Master 02** en :

Filière : ELECTROMECHANIQUE

Option : ELECTROMECHANIQUE

Thème :

Méthodologie de diagnostic de défaillances des transformateurs de puissances au niveau de la GRTE

Devant le jury composé de :

M ^r SAOUDI	MCB	UAMOB	Président
M ^r HOUASSINE	MCA	UAMOB	Promoteur
M ^r BOUHEDDA	MAB	UAMOB	Examineur
M ^r MOUASSA	MAA	UAMOB	Examineur

Année Universitaire 2018/2019

Remerciement

REMERCIEMENT

Tout d'abord, tout louange à dieu qui m'a fourni le courage, la capacité et la patience pour réaliser ce modeste travail avec toutes ses difficultés et ses obstacles.

*Je voudrais remercier spécialement notre promoteur, Monsieur **HOUASSINE Hamza**, pour nous avoir accordé leur confiance pour mener à bien ce projet et pour l'encadrement de ce travail et leur disponibilité ainsi que les conseils qu'ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.*

Nos respects s'adressent aux membres de jury. Qui nous feront l'honneur d'apprécier ce travail.

Un remerciement aux étudiants qui nous ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce Mémoire.

Enfin, il me serait impossible de terminer ces remerciements sans adresser une pensée chaleureuse à Madame, Ouadfel Ghania ainsi que toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin.

Dédicaces

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance et de respect.

- ✓ A mes parents et ma femme pour les sacrifices qu'ils ont consentis à mon égard.*
- ✓ A mes frères et mes sœurs.*
- ✓ A toute ma famille.*
- ✓ A mes amis sans exception.*

MOUHOUS Youghorta

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance et de respect.

- ✓ A mes parents pour les sacrifices qu'ils ont consentis à mon égard*
- ✓ A mon frère et mes sœurs.*
- ✓ A toute ma famille.*
- ✓ A mes amis sans exception.*

DEBBI Farid

ملخص

يلعب المحول دورا هاما في نقل توزيع الطاقة الكهربائية فهو يسمح بنقل الطاقة الكهربائية عبر مسافات طويلة ثم يسمح بتوزيعها للصناعات والمنازل والغرض من الموجز هو المحول ال puissance il هو تقديم المحول في نزاقتها واشتقاق الدستور وطريقة التشغيل فضلا عن القيود التي تواجهها وكانت اساليب التشخيص تركز على طريقة التحليل المتكرر ويدعم الدراسة تقرير المحلل من محول الطاقة الكهربائية التحويلية التي تمتلكها شركة ادارة شبكة نقل الكهرباء

Résumé

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

Ce mémoire consiste à présenter le transformateur dans son intégrité, décrivant la constitution et le mode de fonctionnement ainsi que les contraintes qu'il peut rencontrer. Les méthodes de diagnostic ont été présentées brièvement en se focalisant sur la méthode de diagnostic par analyse fréquentielle. L'étude est appuyée sur un rapport d'analyse d'un transformateur de puissance de 40 MVA appartenant à la société de gestion du réseau de transport électrique GRTE-SONELGAZ.

Abstract

The transformer plays an important role in the transmission and distribution of electrical energy, of which allows energy transported over long distances, the it can be distributed for industrial use and domestic loads.

This thesis presents the study of power transformers in the integrity, describing it constitution and their operation mode as well as the constraints that it may encounter. The diagnostic methods were briefly presented in focusing on the frequency analysis diagnostic method. The study in conducted on the analysis report of a 40 MVA power transformer belonging in the managing company of electricity in GRTE.

Sommaire

Sommaire

Chapitre I : Généralités sur le transformateur de puissance

Introduction générale.....	1
I. Généralités sur le transformateur	2
I.1. Introduction	2
I.2. Transformateurs de puissance	2
I.2.1.Description :	2
I.2.2 Principe de fonctionnement.....	2
I.2.3.Constitution	3
I.2.4.Rôle et domaine d'application :.....	4
I.2.5.Différents types de transformateurs	5
I.2.5.1. Classification selon le type de construction :.....	5
I.2.5.1.1. Transformateur à colonnes	5
I.2.5.1.2. Transformateur cuirassés	5
I.2.5.2. Classification selon le domaine d'application.....	6
I.2.5.3.Classification selon le type de refroidissement.....	6
I.2.5.3.1. Transformateur à l'huile.....	7
I.2.5.3.2. Transformateurs secs	7
3. Conclusion.....	7

CHAPITRE II : Méthodes de diagnostic des défauts

II. Introduction.....	8
II.1.1 les surtensions.....	8
II.1.2. Court-circuit	8
II.1.3 Surcharges	9
II.1.4. les décharges partielles.....	10
II.2. Les techniques de diagnostic.....	10
II.2.1.Analyse d'huile.....	11

Sommaire

II.2.1.1 Les analyses physico-chimiques	11
II.2.1.2. Analyse des furanes.....	13
II.2.1.3. Analyse des gaz dissous dans l'huile.....	14
II.2.2 Mesures diélectriques.....	14
II.2.3. Mesure du facteur de perte et de la capacité.....	14
II.2.4. Mesure de résistance d'isolement en courant continue	17
II.2.5. Mesures électriques.....	17
II.2.5.1. Mesure de courant à vide.....	17
II.2.5.2. Mesure de rapport de transformation	17
II.2.5.3. Mesure de la résistance d'enroulements	18
II.2.5.4 Mesure de la réactance de fuite.....	18
II.3 Conclusion :	20
CHAPITRE III : Le diagnostic par balayage de fréquence	
III.1 Introduction :.....	21
III.1.1 L'intérêt de la méthode FRA	22
III.1.2 Recommandation du test FRA	24
III.2 L'équipement de mesure.....	24
III.2.1 Le FR Analyzer	24
III.2.2 Connecteurs et commandes.....	25
III.2.3 Câbles pour les essais	25
III.2.4 Procédure d'essai :.....	26
III.2.4.1 Consignation du transformateur	26
III.2.4.2 Mise en service du FR Analyzer.....	27
III.2.4.3 Paramétrage des mesures grâce au logiciel FR Analyzer.....	28
III.2.4.4 Raccordement du FR Analyzer à un transformateur de puissance	28
III.3 Technique de mesure et principes physiques mis en œuvre	30

Sommaire

III.3.1 Présentation et interprétation de la Réponse fréquentielle typique d'un enroulement	31
III.3.2 L'exploitation des mesures :	33
III.3 Interprétation Méthodologique	34
III.4 Etude de cas sur un transformateur de puissance 60/30kV de GRTE.....	34
III.4.1 Identification sur le transformateur :	35
III.4.2 Procédure de mesure :.....	35
III.4.3 Interprétation des résultats du coté HT et MT.....	39
IV.4.3.1 Interprétation des résultats des mesures effectuées sur le transformateur Coté HT	40
IV.4.3.2 Interprétation des résultats des mesures effectuées sur le transformateur Coté MT:.....	43
III.5 Conclusion:	47
Conclusion générale.....	48

Introduction générale

Introduction général

Un transformateur électrique est un convertisseur dont la rentabilité dépend fortement de l'énergie électrique fournie. Par conséquent, pour gérer et prolonger la durée de vie du transformateur et afin de réduire les défauts de celui-ci, des mesures sont adoptées. On parle alors du diagnostic de transformateur.

Le diagnostic consiste en la détection d'une anomalie dans le comportement du transformateur et dans la localisation de sa cause. Les systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation (en service) ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation (hors service). En cours d'exploitation, le but est de garantir la sécurité et la continuité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience. Lors du transfert du transformateur (hors service), l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments et de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

Les mesures électriques, diélectriques et les vibrations ou bien encore la température peuvent fournir des informations de base significatives sur le type de défaut ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures du défaut du transformateur. A partir de ces paramètres, la mise en place de méthodes décisionnelles peut permettre de concevoir des systèmes de diagnostic performants.

Ce mémoire est subdivisé en trois chapitres.

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

Le second chapitre a pour objet de présenter les principales méthodes de diagnostic portant sur les différentes contraintes.

La présentation de la méthode de diagnostic, par balayage de fréquence FRA, fait l'objet du troisième chapitre, ou on a présenté l'équipement et la procédure de mesure suivi de l'interprétation des résultats, tout en s'appuyant sur un retour d'expérience d'un rapport d'analyse effectué par la société de Gestion du Réseau de Transport Electrique (GRTE filiale de SONELGAZ).

Nous terminons notre travail avec une conclusion générale et quelques perspectives a été proposées.

Chapitre I :

Généralités sur le transformateur de puissance

I.1. Introduction

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

Ce premier chapitre introduit tout d'abord le contexte dans lequel s'inscrivent les transformateurs de puissance. Leurs principes de fonctionnement, leurs différents types et leurs principaux éléments, seront présentés.

I.2. Transformateurs de puissance**I.2.1. Description**

Le transformateur est un convertisseur statique à induction qui comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de courant, fréquence, nombre de phases) de l'énergie électrique à courant alternatif.

Seuls les transformateurs de puissance permettent, très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée (200kV et 400kV et plus entre phases), puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape, pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux, jusqu'à la tension d'alimentation domestique [2].

I.2.2 Principe de fonctionnement

L'enroulement primaire est soumis à une tension sinusoïdale. Il est donc traversé par un courant sinusoïdal et donne naissance à travers le circuit magnétique à un flux sinusoïdal. Ce flux engendre alors une force électromotrice induite dans l'enroulement primaire et dans l'enroulement secondaire. Au niveau des bornes du secondaire, apparaît alors une tension sinusoïdale dont la fréquence est la même que celle de la tension appliquée au primaire, dont l'amplitude est différente [1].

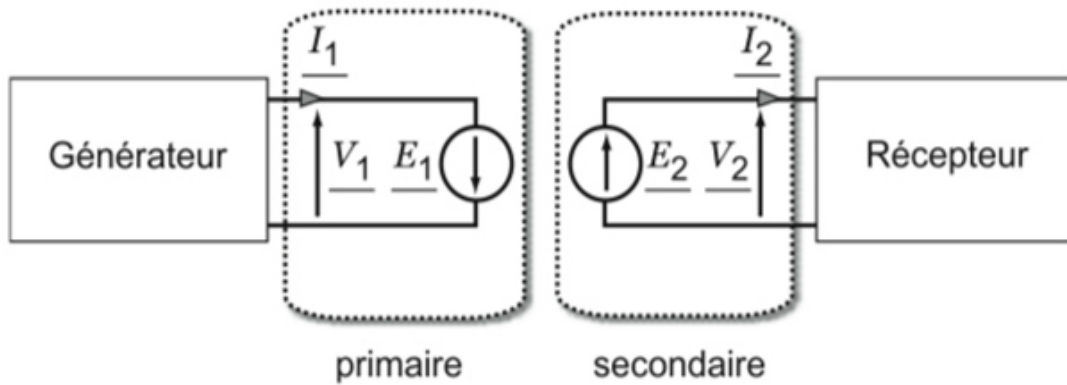


Figure I.1 : Principe de fonctionnement du transformateur

I.2.3. Constitution

La majorité des transformateurs de puissance sont de construction triphasée, et ses principaux organes sont représentés sur la (figure I.2).

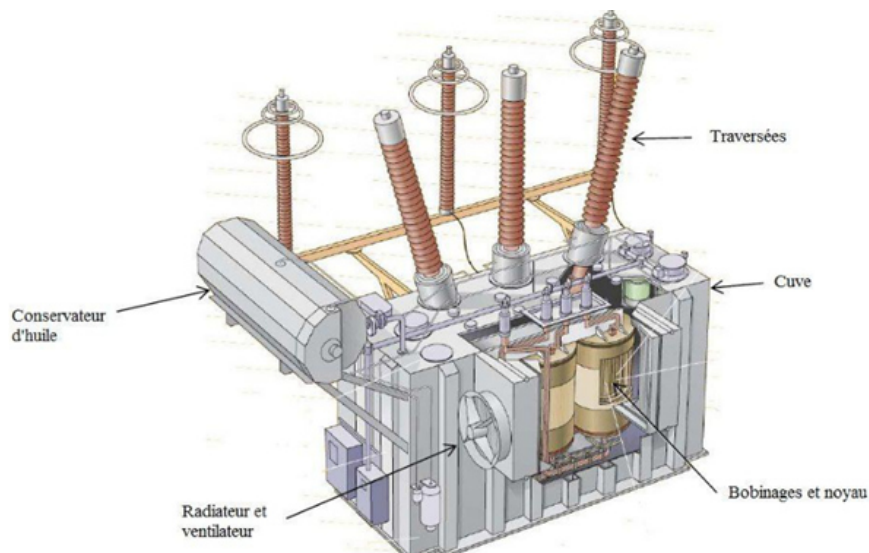


Figure I.2 : Coupe d'un transformateur de puissance

- ✓ Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches ;
- ✓ La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une

vanne d'arrêt. La structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire ;

- ✓ Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possibles du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique ;
- ✓ Les enroulements (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques ;
- ✓ Le conservateur d'huile (réservoir métallique (acier en général) est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni découvrir (mettre à nu) les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant. Certains transformateurs sont munis d'assécheur permettant de limiter la teneur en eau de l'air pénétrant dans le conservateur ;
- ✓ Les changeurs de prise en charge ou hors charge ;
- ✓ Le fluide diélectrique (huiles minérales, synthétiques ou végétales) ;
- ✓ Les isolants solides (papiers à base de celluloses, rubans, vernis, résines époxydes, cartons, bois...) [3].

I.2.4.Rôle et domaine d'application

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 hautes tensions afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire le dimensionnement des conducteurs.

L'utilisation demande des tensions basses ou moyennes. Alors, des transformateurs élévateurs sont nécessaires au départ, et des transformateurs abaisseurs sont indispensables à l'arrivée côté consommateurs [3].

I.2.5. Différents types de transformateurs

Il existe différents types de transformateur, nous nous intéressons ici, à l'étude des transformateurs de puissances des réseaux électriques triphasés. Ces transformateurs présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux [4].

Pour différencier entre transformateurs, on distingue plusieurs types de classifications à savoir :

I.2.5.1. Classification selon le type de construction

Du point de vue construction deux principales technologies sont distinguées, à savoir les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés [4].

I.2.5.1.1. Transformateur à colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique. Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique (Figure I.3) [4].

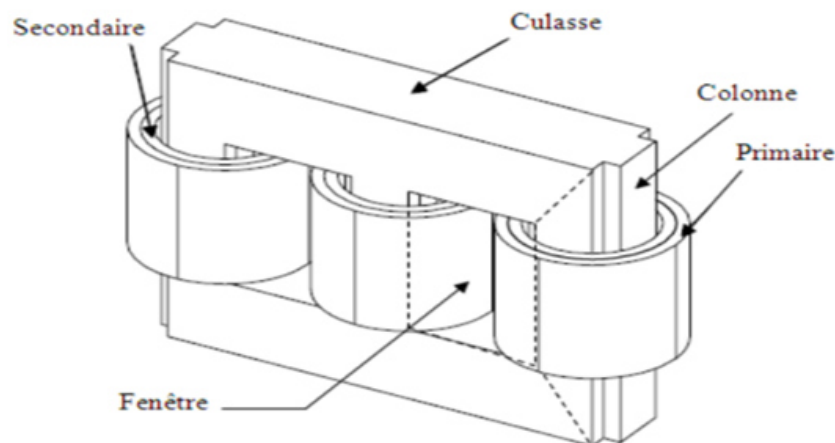


Figure .I.3 : Transformateur à colonnes

I.2.5.1.1. Transformateur cuirassé

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et d'enroulements comme le montre la (figure I.4)

Ces transformateurs sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions où les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir

des effets néfastes de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [4].

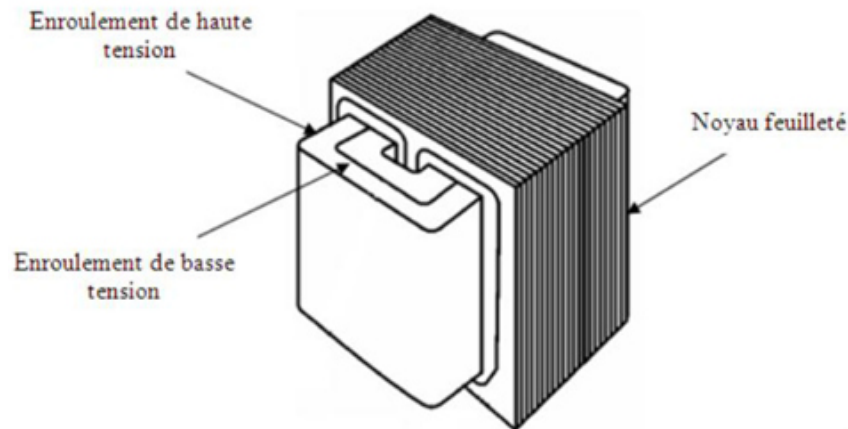


Figure .I.4 : Transformateur type cuirassé

I.2.5.2. Classification selon le domaine d'application

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

- ✓ Les transformateurs pour les grands réseaux de transport et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 500 MVA;
- ✓ Les transformateurs pour réseaux de répartition qui alimentent les lignes à moyenne tension, leur puissance varie de 5 à 40 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 1600 KVA [4].

I.2.5.3. Classification selon le type de refroidissement

Selon le type de refroidissement, on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs [5].

I.2.5.3.1. Transformateur à l'huile

Les transformateurs immergés dans l'huile liquide à base minérale, 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. Sont les plus répandus pour les fortes puissances [5].

I.2.5.3.2. Transformateurs secs

Transformateurs avec technologie sèche, 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, 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 [5].

3. Conclusion

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. De plus, dans le contexte actuel, les transformateurs seront soumis à des contraintes de plus en plus importantes, pendant encore plusieurs années à priori. Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique.

Il est donc très important d'être capable de choisir les isolants les plus performants, afin d'optimiser l'exploitation du matériel.

Chapitre II :

Méthodes de diagnostic des défauts

II. Introduction

Un réseau électrique doit fournir une énergie avec une meilleure qualité possible. Cette qualité se dégrade avec l'apparition des anomalies dont la durée peut conduire à des arrêts des fonctionnements prolongés.

Nous passerons rapidement en revue dans cette analyse, les défauts que l'on rencontre couramment sur les transformateurs, leurs causes, leurs conséquences [5].

II.2 les contraintes

Le transformateur peut rencontrer des contraintes d'ordre électrique ou mécanique qui se traduit par une panne électrique.

II.2.1 les surtensions

Les surtensions sont dangereuses dans un réseau de distribution car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détruire ou du moins de les vieillir [6].

- **Les surtensions peuvent être causées par**

- ✓ Contact avec une ligne de plus forte tension ;
- ✓ Coupure brutale d'une ligne ;
- ✓ Coups de foudre directs ou indirects ;

- **Les conséquences des surtensions sont**

- ✓ Dans le cas où la surtension persiste, elle risque d'entraîner des surcharges dangereuses pour les récepteurs et même pour les générateurs ;
- ✓ En cas de claquage de l'isolant, elles ont pour conséquence immédiate un court-circuit même s'il s'agit seulement d'un arc dans l'air, celui-ci persiste sur les réseaux de tension supérieure à quelques milliers de Volts, même après disparition de la surtension ; [6]

On a alors le courant de suite qui ne sera coupé que par isolement de la ligne ou de l'appareil atteint.

- ✓ Les surtensions de longue durée augmentent le courant magnétisant des transformateurs, d'autant plus que leur circuit magnétique est saturé.

II.2.2. Court-circuit

Un court-circuit est la disparition intempestive de l'isolement relatif de deux conducteurs de tensions différentes à la même source, sans interposition d'une Impédance convenable [7].

- **Le court-circuit peut être causé par**

- ✓ Installations intérieurs : frottement ; écrasement ; rupture de conducteur contact avec le conducteur voisin ;
- ✓ Lignes aériennes : coup de foudre ; balancement de conducteur chutés de branches ;
- ✓ Lignes souterraines : mouvement de terrain ; infiltration d'humidité ; coup de pioche ;
- ✓ Postes : avarie d'un appareil; vieillissement, détérioration ou claquage des Isolants [7].

- **Les conséquences des surintensités sont**

- ✓ La chaleur de l'arc ou celle dépensée dans le contact imprévu, peut faire fondre les métaux environnants, carboniser les isolants et même déclencher les incendie ;
- ✓ Les efforts électrodynamiques des courants de court-circuit sont très dangereux, les enroulements des transformateurs sont véritablement secoués. Ils peuvent même causer un décalage de galettes ;
- ✓ L'échauffement de tous les conducteurs traversés par le courant de court-circuit est très important, il concentre ses effets sur les points faibles (bornes des transformateurs) ;
- ✓ Les effets de la chute de tension, s'ils font courir moins de danger au matériel, n'en sont pas moins gênants, la tension devient quasi-nulle au voisinage du court-circuit [7].

II.2.3 Surcharges

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

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles. Si ces courants se maintiennent trop longtemps ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique [8].

- **Les conséquences des surcharges sont :**

- ✓ Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de la plaque signalétique a les conséquences suivantes :
- ✓ Les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables.
- ✓ L'induction magnétique du flux de fuite en dehors, du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courant de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite.

- ✓ Comme la température varie, les taux d'humidité et teneur en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés.
- ✓ Les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémités de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application.
- ✓ Par conséquent il y a un risque de défaillance prématurée lié à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses années.

II.2.4. les décharges partielles

Les phénomènes de décharge partielle (DP), tels que définis par la norme IEC 60270, sont des décharges disruptives localisées d'une petite partie d'un système d'isolement électrique solide ou liquide sous l'effet d'une forte contrainte de tension.

Si une DP ne conduit pas immédiatement à la mise hors service d'un appareil, elle est toutefois préjudiciable dans la mesure où elle conduit à une dégradation des matériaux (en particulier solides) sous l'action de diverses contraintes:

- ✓ Contrainte thermique générée localement par la décharge (par exemple carbonisation du carton d'un transformateur) ;
- ✓ Contrainte chimique due aux produits de dégradation générés par la décharge (par exemple ozone ou acide nitrique) ;
- ✓ L'extension de la décharge est limitée soit parce que le champ électrique local n'est pas suffisant pour provoquer sa propagation totale (décharge couronne dans un gaz ou un liquide, par exemple), soit parce que la propagation est bloquée par un isolant dont le champ de claquage est plus élevé (en général un solide) ;
- ✓ La détection et la surveillance des décharges partielles sont d'une importance capitale car les phénomènes de DP précèdent fréquemment un claquage d'isolant de l'équipement haut tension, pouvant entraîner des pannes et des réparations très coûteuses [9].

II.3. Les techniques de diagnostic

L'utilisation des techniques de diagnostic, a une grande utilité car elle permet d'évaluer l'état des composants du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter la programmation des travaux et réduire les temps d'indisponibilité [5].

Dans ce cadre, les actions de diagnostic effectuées par SONELGAZ-GRTE sur les transformateurs de puissances sont :

II.3.1. Analyse d'huile

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

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretien car sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui ci.

L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur. [10]

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent être dilués dans ce dernier est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs, il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile.

Les aspects les plus significatifs à vérifier sur l'huile, reposent sur un nombre important d'analyse telle que :

- ✓ Les analyses physico-chimiques ;
- ✓ Les analyses des furanes ;
- ✓ L'analyse des gaz dissous ;

II.3.1.1 Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants :

➤ Aspect et couleur

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

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Elle renseigne également sur la dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie [10].

➤ **La viscosité**

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile [11].

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes.

➤ **L'acidité (indice de neutralisation)**

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 296, une bonne huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g). Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile [11].

➤ **Teneur en eau (mg / kg)**

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

➤ **La teneur en soufre**

L'huile peut contenir des traces de sulfures, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique.

Le dérivé de soufre est diffusé à travers le papier et attaque sélectivement le cuivre en formant le Cu_2S , ceci apporte par conséquent une augmentation de la probabilité de défaillance par manque d'isolement dans le transformateur [11].

➤ **Facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$)**

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique.

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes) [12]. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination des l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante.

➤ **Tension de claquage (kV)**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [13].

➤ **Analyse de particules**

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

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle. Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux. Pour déterminer ces sources de génération il est important d'identifier ces particules [9].

II.3.1.2. Analyse des furanes

La dégradation des matériaux cellulosiques constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques ; leurs

présence dans les huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier.

Les composés furaniques sont générés quand la cellulose est décomposée thermiquement, par conséquent un contenu élevé de composés furaniques indique un haut degré de dégradation du papier isolant.

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire [14].

II.3.1.3. Analyse des gaz dissous dans l'huile

L'apparition de défauts d'origine thermique conduit à la dégradation de l'huile. Chaque type de défaut fait cuire l'huile ou le papier d'une manière différente, produisant des quantités relatives de gaz dissous qui caractérisent le défaut. Par conséquent, les analyses des gaz dissous permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse, elles permettent de :

- ✓ Détecter la présence d'anomalies dans les transformateurs dès leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- ✓ D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle, mauvaise connexion d'un contact).

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur a été soumis [10].

II.3.2 Mesures diélectriques

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

L'objectif des mesures diélectriques est de déceler d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie [15].

La condition d'isolement est un facteur essentiel de la fiabilité opérationnelle des transformateurs. Pour évaluer son état on doit effectuer la mesure des paramètres suivants :

- ✓ Mesure de facteur de puissance ;
- ✓ Mesure de capacité ;

- ✓ Mesure de la résistance d'isolement en courant continu.

II.3.3. Mesure du facteur de perte et de la capacité

On applique ce type d'essai aux enroulements et aux bornes, en permettant d'identifier clairement des sources de problèmes à court terme dans le transformateur.

La mesure du facteur de perte et de la capacité des enroulements est un bon outil pour déterminer la qualité et l'état de l'isolement des équipements, spécialement ceux qui incorporent dans leur fabrication de l'isolant papier ou huile [15].

❖ Mesure de facteur de perte F.P

L'essai du facteur de perte ou appelé '**tag δ** ' permet d'évaluer la qualité et l'intégrité de l'isolement capacitif des enroulements, en indiquant l'existence des détériorations de l'isolement (un vieillissement du papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état de l'huile, décharge électrique).

❖ Mesure de capacité des enroulements

La capacité fournit des informations générales sur la perte d'isolement dans le noyau ou les enroulements. La mesure de capacité se fait entre cuve et enroulement ou entre enroulement Fig. II-1.

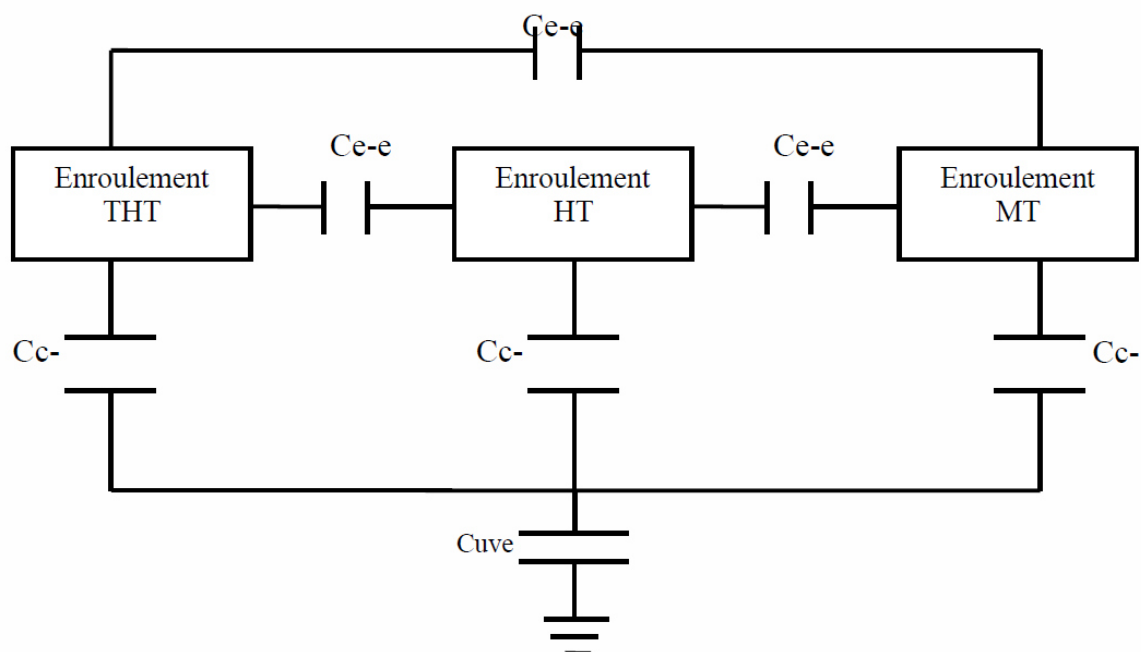


Figure II.1 : Schéma de capacité et d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements.

C c- : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

Cuve : capacité entre cuve et la terre.

Ainsi, une variation de la capacité d'isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage [16].

❖ Mesure de capacité des bornes

Les traversées haute tension sont un accessoire important qui peut en cas d'avarie être une cause d'indispensabilité importante du transformateur ce qui fait une attention particulière doit être accordée à leur entretien.

La mesure de la capacité des bornes, peut renseigner sur l'état des bornes ce qui permettra d'éviter des avaries (explosion) de traversées.

Si les bornes sont de type capacitif, elles possèdent normalement une prise de mesure, une borne capacitive de construction typique possède deux isollements C1 et C2, la valeur C1 représente la capacité entre le conducteur central de la borne et la prise capacitive, et C2 indique la capacité entre la prise capacitive et la terre (voir Fig. II.2) [15].

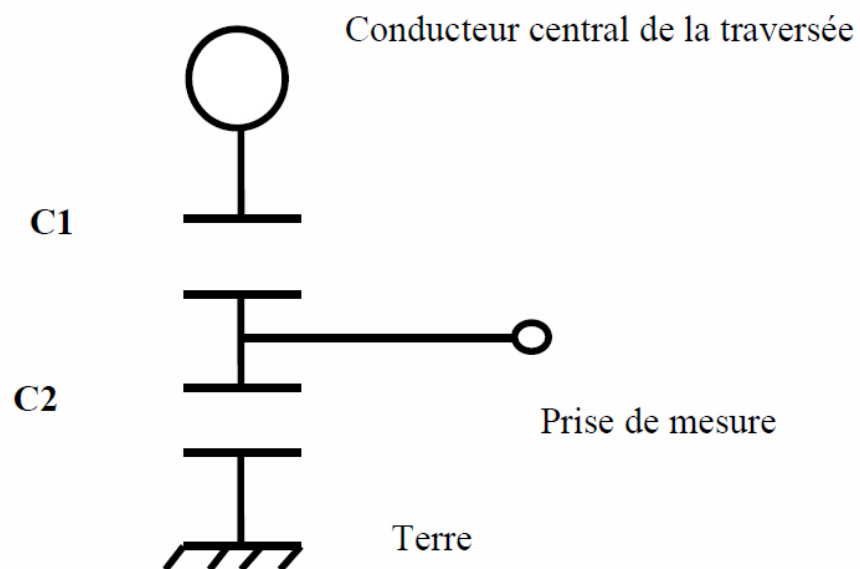


Figure .II.2 : Schéma d'une borne de type capacitif

Les résultats des mesures doivent être comparés aux résultats des tests effectués en usine, permettant de déterminer les courts-circuits dans les galettes capacitives de la traversée et les détériorations du corps des traversées. Donc il est nécessaire de prendre certaines précautions pour réduire les causes d'erreurs :

- ✓ Réaliser les mesures si l'humidité atmosphérique est faible ;
- ✓ Veiller sur la dépollution des traversées avant de mesurer ;

- ✓ Les mesures doivent être effectuées à une température proche de celle de l'essai en usine.

II.3.4. Mesure de résistance d'isolement en courant continu

Elle correspond principalement à la mesure de la conductivité superficielle de l'isolement et utilisé dans la détection d'une faille imminente. Elle consiste à vérifier l'isolement entre enroulements, entre enroulement et cuve, entre cuve et masse [16].

❖ Principe de mesure

Consiste à court-circuiter toute les bornes de l'enroulement essayé et y appliquer une tension de 5000 V avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autres enroulements sont court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve et le noyau sont branchés à la terre.

II.3.5. Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont :

II.3.5.1. Mesure de courant à vide

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque l'un des enroulements est alimenté à une tension alors que le second est ouvert. Ce courant total à vide à une composante de magnétisation et une composante de perte [15].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer le circuit magnétisé du transformateur.

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

❖ Principe de mesure

La technique d'essai consiste à injecter une tension alternative de valeur réduite (Jusqu'à 12 kV) de différents niveaux, et réaliser une mesure du courant de magnétisation.

II.3.5.2. Mesure de rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régulateur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations indiquent des courts-circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régulateur [17].

Les mesures sont effectuées :

- ✓ A la mise en service.
- ✓ Lors d'un entretien détaillé.
- ✓ En cas d'une défaillance.

✓ Après une réparation.

La technique d'essai consiste à injecter des tensions alternes dans le bobinage haut tension, en mesurant les tensions résultantes dans les autres

II.3.5.3. Mesure de la résistance d'enroulements

La mesure de la résistance à pour objectif de déterminer l'existante des déviations sur les valeurs de conception des résistances dans chaque bobinages. Entre autre cette mesure détermine les pertes par effet joule dans les enroulements et les connexions.

La mesure est effectuée par l'application du courant continu sur le bobinage, en mesurant ensuite la chute de tension par conséquent sa résistance. En prenant le soin de relever la température des enroulements afin de pouvoir ramener les valeurs mesurées vers des valeurs à la température référence [18].

II.3.5.4 Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit, permet par comparaison aux valeurs des mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants ($> \pm 5\%$) qui devrait amenée à des investigations plus importantes; un circuit ouvert ou des courts-circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve.

La figure II.1 montre les composants du transformateur et leurs défauts ainsi que la méthode adéquate pour les détecter [18].

On remarque qu'avec la méthode FRA, on peut détecter plusieurs défauts sur le transformateur d'où notre intérêt pour cette méthode qui fera l'objet du troisième chapitre.

II.4 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, dans le but de réduire la probabilité de défaillances ou de dégradation du service et d'augmenter l'espérance de vie du transformateur.

Chapitre III :
Le diagnostic par balayage
de fréquence

III.1 Introduction :

Les phénomènes physiques régissant le fonctionnement du transformateur se matérialisent sous la forme d'un réseau complexe de dipôles résistifs, inductifs et capacitifs élémentaires, qui s'articulent sous la forme des modèles équivalents.

Pour un système électromagnétique aussi complexe qu'un transformateur de puissance, comportant autant de matériaux de natures différents, la distribution de l'ensemble des éléments rend la modélisation fastidieuse à réaliser. Malgré tout nous pouvons adopter un modèle permettant de traduire au mieux le comportement de machine, dans les domaines de fréquence à étudier.

Chimklai et Marti (CHIMKLAY et MARTI, 1995) ont développé des modèles simplifiés qui permettent une assez bonne approximation, des phénomènes existants.

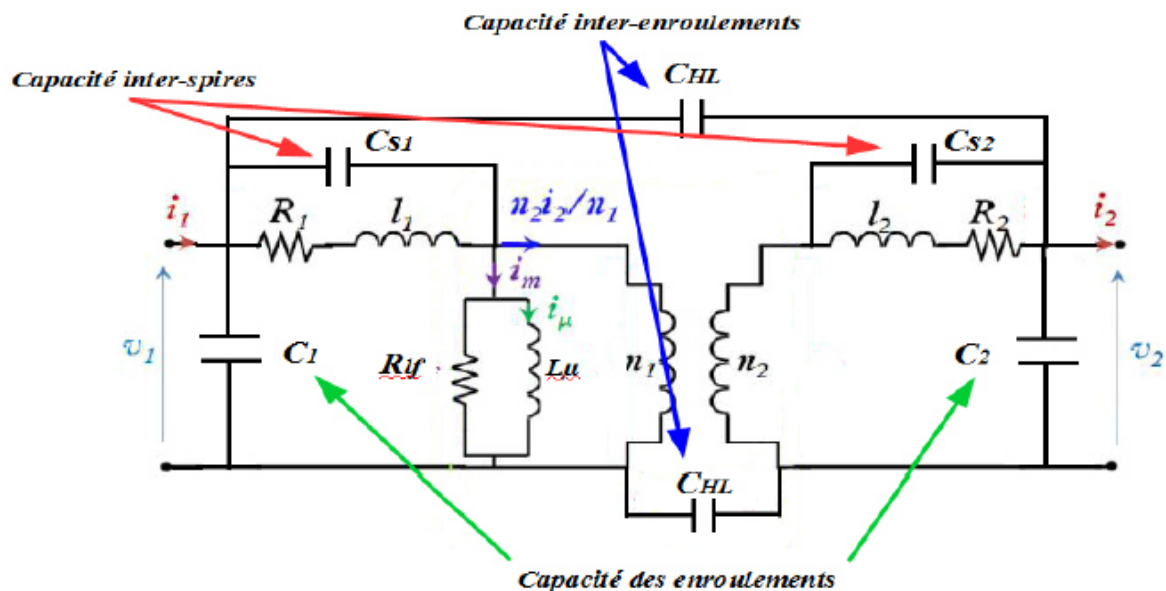


Figure III.1: Modèle de base à l'interprétation des principaux phénomènes visible par balayage de fréquence.

Dans le cadre d'un diagnostic, pour interprétation plus fine, il ne s'avère pas suffisamment explicite ; notamment à l'échelle structurelle des enroulements. Nous avons alors recours à un modèle basé sur une « discrétisation » des enroulements.

Ce dernier montre qu'il prend en compte l'ensemble des influences, l'inductance propre à chaque spire L_i , l'induction mutuelle inter-spire $M_{i,i+1}$, la résistance du conducteur, et d'une capacité entre les spires C_i et entre la spire et la masse C_{gi} .

La bobine étant formée d'un fil continu, le modèle se compose d'une chaîne de cellules élémentaires représentant chacune une spire.

Pour ce type de modèle, les phénomènes liés au circuit magnétique sont ignorés. En effet, le flux magnétique dans le circuit magnétique est inversement proportionnel à la fréquence du signal appliqué. $L\mu \gg Li$, $i\mu$ devient négligeable en HF.

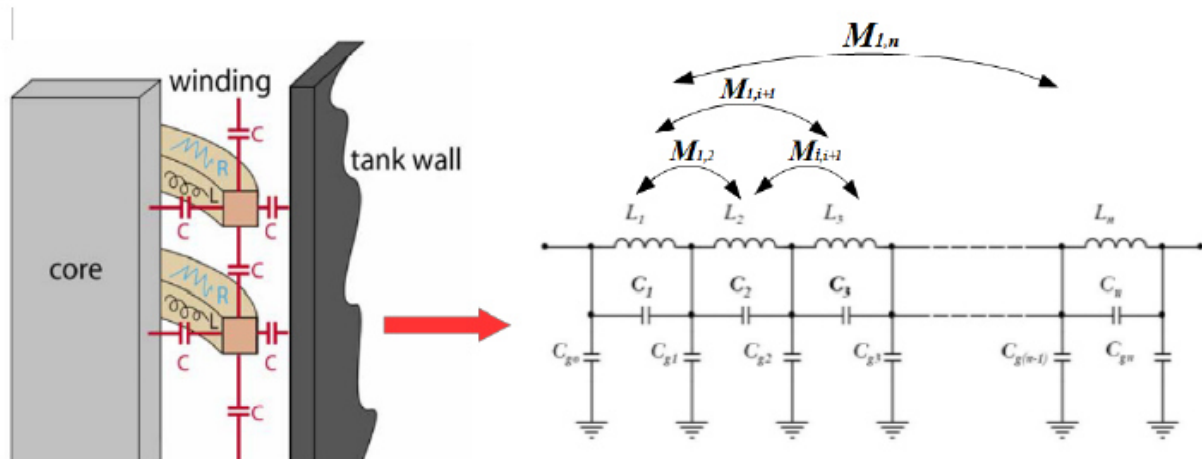


Figure III.2 : Schéma équivalent discret : [Source Omicron]

Le diagnostic par balayage en fréquence consiste à étudier l'évolution des fonctions de transfert des modèles, par l'analyse des diagrammes de Bode.

L'interprétation repose sur l'étude comparative des diagrammes : par rapport à une trace de référence établie au neuvage, ou à une date définie comme point zéro. Cette méthode mondialement reconnue, s'appuie en Europe sur la norme EN 60076-18 qui traite des bonnes pratiques de la mesure de réponse en fréquence (NF EN 60076-18, 2012) ; et sur la norme chinoise DL/T 911-2004 de 2005 en matière d'interprétation [20].

III.1.1 L'intérêt de la méthode FRA

- **Ses apports**

Cette méthode permet de détecter :

- ✓ La déformation radiale et axiale des enroulements ;
- ✓ Le décalage entre enroulements HT et BT ;
- ✓ L'affaissement partiel d'un enroulement ;
- ✓ Les courts-circuits et coupures de spires ;
- ✓ Les défauts de mise à la terre du circuit magnétique et des écrans,
- ✓ La rupture des structures de serrages ;
- ✓ Et divers problèmes de raccordements internes.

Contrairement aux tests classiques qui opèrent à basses fréquence, les tests FRA sont plus précis pour détecter les déformations axiales ou radiales ainsi que les problèmes de connectiques, qui apparaissent à des fréquences au-delà de 2kHz [20].

- **Sa pertinence**

Elle trouve un intérêt particulier en matière d'assurance qualité du fabricant. La comparaison des traces FRA, entre la sortie de la chaîne de fabrication et après les essais de conformité (essais en court-circuit, tenue en tension...) et le transport, permet d'assurer le constructeur de l'intégrité du transformateur avant sa mise en exploitation.

Sur site, elle se justifie à la suite d'une maintenance importante ayant provoqué une modification intrinsèque de la machine (décuvage, changement de traversées ou du régleur...).

Mais également, après un déclenchement du relais de protection, d'évolution des paramètres de conduite, ou conforter une analyse par tests classiques [7].

- **Les difficultés**

La méthode étant basée sur une comparaison des traces, la principale difficulté est de garantir sa répétabilité. Les facteurs affectant la répétabilité des mesures sont liés à l'état du transformateur [7].

- ✓ **La quantité et le type d'huile** : des niveaux et des qualités d'huiles différentes modifient la permittivité du milieu ;
- ✓ **La présence, et l'état des traversées** : entre un essai en usine puis sur site, la présence ou non des traversées va modifier l'effet capacitif du transformateur, surtout en haute fréquence ;
- ✓ **La température et l'humidité** : ces paramètres agissent sur la résistivité des conducteurs et sur la quantité d'eau présente dans le diélectrique ;
- ✓ **La position du régleur en charge** : le nombre de spires en service interfère sur l'inductance magnétisante $L\mu$, et la structure interne des enroulements. En présence d'un tel système, une mesure doit toujours être prise avec le maximum, puis le minimum de prises en service ; attention aux régleurs inverseurs.

Avec un régleur hors charge seule une mesure avec la prise en service est effectuée :

- ✓ **Le couplage des enroulements** : les mesures doivent toujours être menées dans les mêmes conditions de couplage, afin de préserver l'interaction entre les enroulements (l'effet d'induction mutuelle), et les références de potentiels (point neutre à la terre, point neutre libre..). Toutefois, la norme préconise dans la mesure du possible que les relevés soient effectués enroulements ouverts. Cela, afin de ne pas subir l'influence des

autres enroulements, également traverses par une partie du courant injecté (cas des couplages triangle, zig-zag...)[19].

- ✓ **Le sens de la mesure** : l'injection et la mesure doit toujours être effectuée aux mêmes points sur l'enroulement. Une inversion engendre une mesure erronée, en raison d'une modification de la connectique.
- ✓ **La mise à la terre des cuves** : la présence de potentiels de masse flottants va induire des perturbations du signal aux hautes fréquences.

III.1.2 Recommandation du test FRA

Généralement les mesures sur les transformateurs sont recommandées. Avant et après chaque transport [19]:

- ✓ Essai d'usine;
- ✓ Si l'analyse des gaz dissous indique un défaut de haute température (défaut en relation avec le noyau magnétique);
- ✓ Après un séisme;
- ✓ Suite à des courts-circuits élevés survenant sur le réseau électrique;
- ✓ Après l'installation et de réinstallation;
- ✓ Après avoir connu des pannes électriques.

III.2 L'équipement de mesure

Le matériel nécessaire pour mener une bonne mesure de l'analyse de la réponse en fréquence se compose des éléments suivants:

III.2.1 Le FR Analyzer

Le FR Analyzer est un analyseur de réponse au balayage en fréquence pour le diagnostic des enroulements de transformateur de puissance. Son concept matériel universel commandé par un logiciel opérant sur un PC fait du FR Analyzer un outil efficace et d'une grande souplesse d'emploi pour le diagnostic des enroulements et des noyaux magnétiques des transformateurs de puissance.

Le FR Analyzer mesure la réponse en fréquence des enroulements d'un transformateur sur une large plage de fréquences et compare cette réponse à celle qu'on obtiendrait pour un enroulement en bon état. Les écarts de la réponse en fréquence permettent de révéler de nombreux types de défauts différents sur les enroulements et les noyaux magnétiques des transformateurs [7].

L'équipement standard FR Analyzer permet d'effectuer des mesures de la fonction de transfert de tension, par balayage de la fréquence.

III.2.2 Connecteurs et commandes

Le FR Analyzer présente les connecteurs et les commandes suivants :

En face avant représentée par la figure III.3:

- ✓ Connecteur OUTPUT (sortie du signal source)
- ✓ Connecteur REFERENCE (CH 1) (entrée du canal de référence)
- ✓ Connecteur MEASUREMENT (CH 2) (entrée du canal de mesure)



Figure III.3 : Vue de face avant du FR Analyzer.

En face arrière représenté par la Fig. II.17:

- ✓ Interrupteur d'alimentation.
- ✓ Entrée d'alimentation en courant continu.
- ✓ Borne de terre équipotentielle.
- ✓ Sortie de courant continu 5 V.
- ✓ Connecteur USB.



Figure III.4: Vue de face arrière du FR Analyzer.

III.2.3 Câbles pour les essais

L'approche recommandée consiste à utiliser trois câbles blindés haute fréquence (ayant une impédance caractéristique connue et constante) pour les mesures de FRA : un pour l'injection de tension, un pour la mesure de la tension de référence sur la borne d'entrée et un pour la mesure de la tension de réponse. La longueur des câbles haute fréquence doit être suffisante pour atteindre les bornes alors que l'équipement d'essai est installé au pied du transformateur. Il est nécessaire d'adapter l'impédance des câbles à haute fréquence afin

d'éviter les réflexions. L'impédance est en générale adaptée à 50 ohms à l'entrée de l'appareil de mesure [20].

Pour diminuer l'inductance, il est recommande d'avoir des rallonges de câbles aussi courtes que possible (sans faire de boucles) voir la figure III. 5 et d'utiliser des tresses plates (de 20 mm de large au minimum) au lieu de fils.

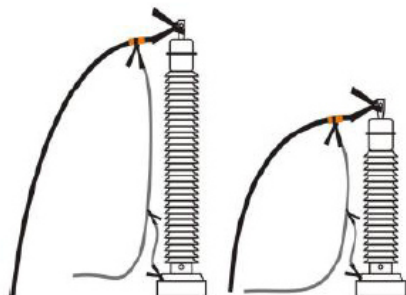


Figure III.5: Bon raccordement à la terre

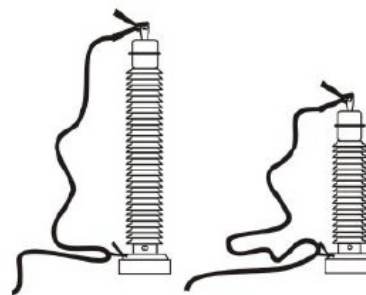


Figure III.6: Mauvais raccordement à la terre

III.2.4 Procédure d'essai

L'analyse de la réponse de balayage de la fréquence des enroulements des transformateurs de puissance ne doit être entrepris que par du personnel qualifié et formé à cette tâche. La procédure se déroulera de la façon suivante :

III.2.4.1 Consignation du transformateur

Avant de raccorder un câble de test quelconque au transformateur à tester, observez toujours les règles de sécurité suivantes :

- ✓ Le transformateur à examiner doit être déconnecté du réseau électrique associé à toutes les bornes (ligne et neutre), sauf les services auxiliaires pour les changeurs, les pompes, les ventilateurs.
- ✓ Le transformateur à examiner devrait être dans son état normal de service, c'est-à-dire entièrement monté et rempli d'huile.
- ✓ De préférence le noyau de transformateur devrait être exempt de magnétisme résiduel, car le magnétisme résiduel influe sur les résultats d'essai de FRA à de basses fréquences. Si le magnétisme résiduel est extrême, il sera nécessaire de démagnétiser le noyau avant l'essai de FRA.
- ✓ Les essais à courant continu, par exemple mesure de la résistance d'enroulement, peuvent causer le magnétisme résiduel ; par conséquent des essais de FRA devraient être réalisés avant tous les essais à courant continu.
- ✓ Ouverture des sectionneurs de barres.

- ✓ Condamnation des sectionneurs de barres en position ouverte.
- ✓ Vérification d'absence de tension.
- ✓ Mise à terre des liaisons (cordes ou câbles).
- ✓ Déconnexion des liaisons sur les bornes de traversées.
- ✓ Ne touchez aucune borne qui n'est pas visiblement connectée à la terre.
- ✓ N'ouvrez pas le boîtier du FR Analyzer.
- ✓ Ne réparez pas, ne modifiez pas et n'adaptez pas le FRAnalyzer, ou les accessoires [13].

III.2.4.2 Mise en service du FR Analyzer

La procédure de mise en service du FR Analyzer se déroule comme suit :

- ✓ Raccordez respectivement les câbles coaxiaux jaune, rouge et bleu aux connecteurs OUTPUT, REFERENCE et MEASUREMENT du FR Analyzer (Fig III. 7).



Figure III.7: Connexion des câbles coaxiaux

Raccordez le câble de terre à la borne de terre équipotentielle en face arrière du FR Analyzer, et pincez son autre extrémité à la cuve du transformateur (Fig.III. 8).



Figure III.8: Raccordement de la terre au FRAnalyzer.

- ✓ Mise sous tension du FR Analyzer : Le FR Analyzer est alimenté soit par un adaptateur de courant alternatif soit par le bloc batterie.

III.2.4.3 Paramétrage des mesures grâce au logiciel FR Analyzer

Le paramétrage du FR Analyzer consiste à définir le transformateur ainsi que la mesure. Il permet aussi d'avoir une base de données pouvant contenir toutes les mesures effectuées [19].

La préparation des mesures doit passer par les étapes suivantes :

- ✓ Connexion du FR Analyzer au PC : Grâce au câble USB et au cordon d'alimentation du convertisseur USB optique.
- ✓ Démarrage du logiciel FR Analyzer.
- ✓ Ajout d'un nouveau transformateur et introduction des données:
 - ✓ Constructeur
 - ✓ Année de fabrication
 - ✓ Puissance nominale
 - ✓ Tension
 - ✓ Couplage
 - ✓ Emplacement physique
 - ✓ Numéro de série
- ✓ Ajout d'un nouveau test et introduction des détails du test :
 - ✓ Nom du test
 - ✓ Testeur
 - ✓ Température de l'huile
 - ✓ Date et heure de l'essai
- ✓ Ajout de toutes les traces que l'on souhaite enregistrer (Une trace de test est la réponse en fréquence d'un enroulement de transformateur soumis au test) [13].

III.2.4.4 Raccordement du FR Analyzer à un transformateur de puissance

Le raccordement du FR Analyzer au transformateur de puissance à l'essai se fait comme suit:

1. Fixer une pince de mesure sur la borne de référence de traversée du transformateur.

Le choix de la borne de référence se fait comme suit :

- ✓ Couplage étoile : injection sur la borne neutre **N** à travers les deux câbles (rouge et jaune).
- ✓ Couplage triangle : injection sur une phase à travers les deux câbles (rouge et jaune).

2. Raccorder les câbles coaxiaux jaune et rouge via un adaptateur BNC livré au connecteur BNC de la pince (Fig. III.9) [13].

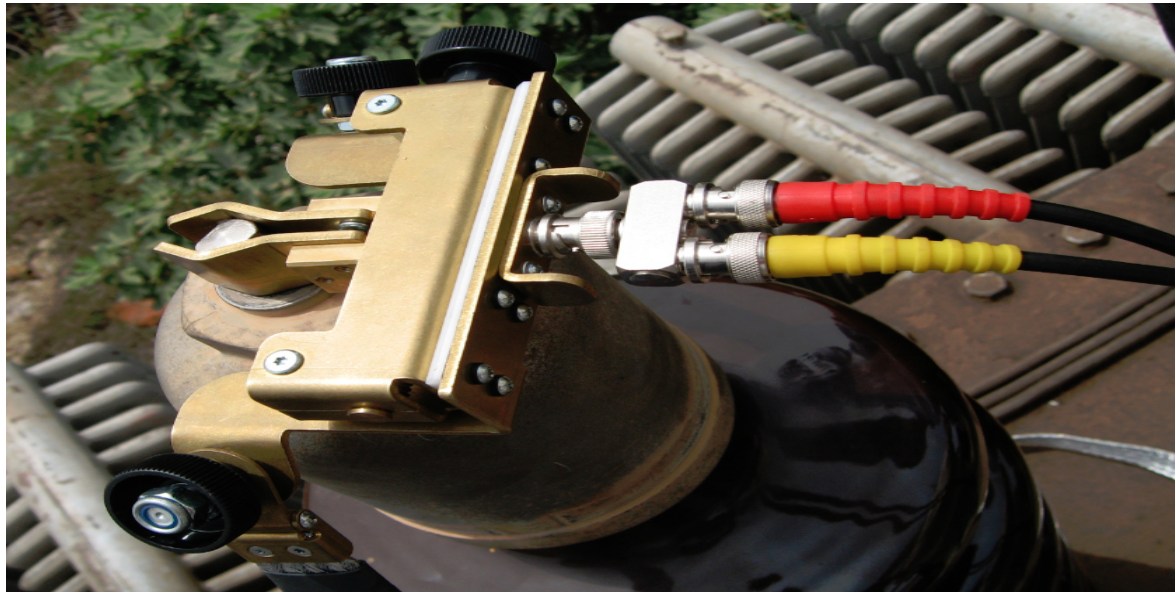


Figure III.9 : Raccordement de la pince pour borne de la traversée aux câbles coaxiaux

3. Raccorder les tresses en aluminium à la pince pour borne de traversée à l'aide des vis se trouvant sur la pince et serrer les vis à fond (Figure III.10).
Si nécessaire, utiliser la gaine isolante livrée pour éviter tout contact électrique entre la tresse en aluminium et le transformateur.



Figure III.10: Serrage de la pince à visser.

4. Raccorder les tresses en aluminium à la cuve de transformateur en utilisant les pinces à vis.

Assurez-vous que toutes les pinces et les tresses sont vissé à fond et qu'il existe un contact électrique entre les pinces et la cuve du transformateur. En cas de doute, décapez la couche de vernis à l'aide de la lime livrée.

5. Fixer une autre pince sur la borne de mesure de traversée du transformateur.
6. Raccorder le câble coaxial bleu au connecteur BNC sur la pince pour borne de traversée



Figure III.11 : Raccordement de la pince pour borne de traversée au câble coaxial bleu.

7. Pour mettre à la terre la pince pour borne de traversée de mesure, répéter les étapes 3 et 4.

III.3 Technique de mesure et principes physiques mis en œuvre

Cette méthode de diagnostic se base sur l'analyse des diagrammes de Bode en amplitude et en phase. Les courbes de réponse s'obtiennent par l'injection d'une tension sinusoïdale d'excitation sur l'extrémité d'un enroulement. La mesure du signal de réponse s'obtient à l'autre extrémité.

Cette configuration, menée pour chaque enroulement, est nommée mesure normale.

Elle permet une première approche analytique. Compte tenu du nombre d'enroulements d'un transformateur, il est nécessaire d'effectuer au minimum :

- ✓ Deux mesures pour un transformateur ou autotransformateur monophasé.
- ✓ Six mesures pour un transformateur ou autotransformateur triphasé avec primaire/secondaire.
- ✓ Neuf mesures pour un transformateur ou autotransformateur triphasé avec primaire/secondaire/tertiaire [20].

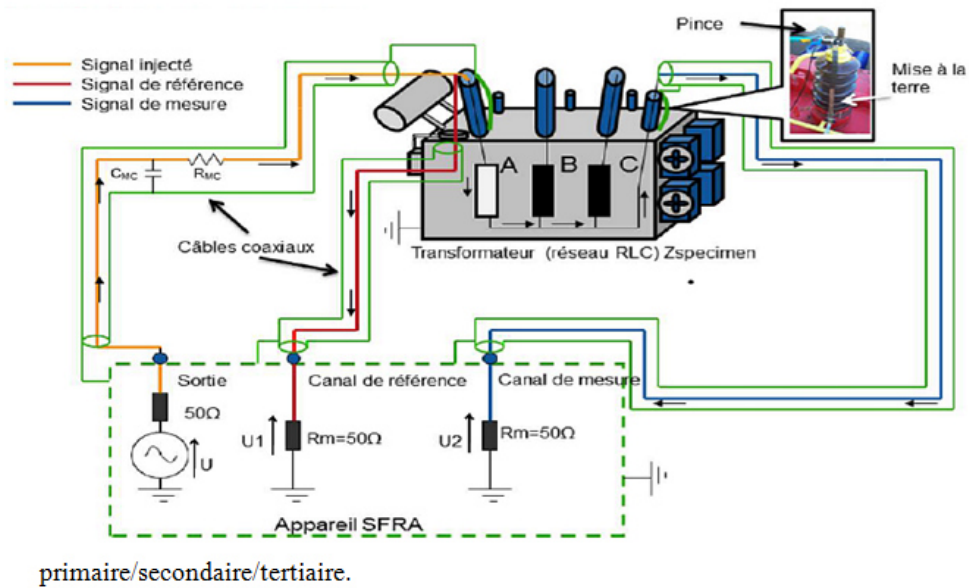


Figure III.12: Montage de mesure pour un enroulement HT d'un transformateur
[Source Omicron FR Analyser]

III.3.1 Présentation et interprétation de la Réponse fréquentielle typique d'un enroulement

La figure (III.13) montre un graphe typique d'un enroulement HT. En effet, toute modification géométrique à l'intérieur du réseau RLC induit des écarts entre les courbes de réponse harmonique. C'est pourquoi, la FRA est réalisée sur une large bande de fréquence, de manière à observer le comportement de chaque composant élémentaire. Ainsi, la défaillance des éléments est directement liées aux différentes plages, bien distinctes les unes des autres.

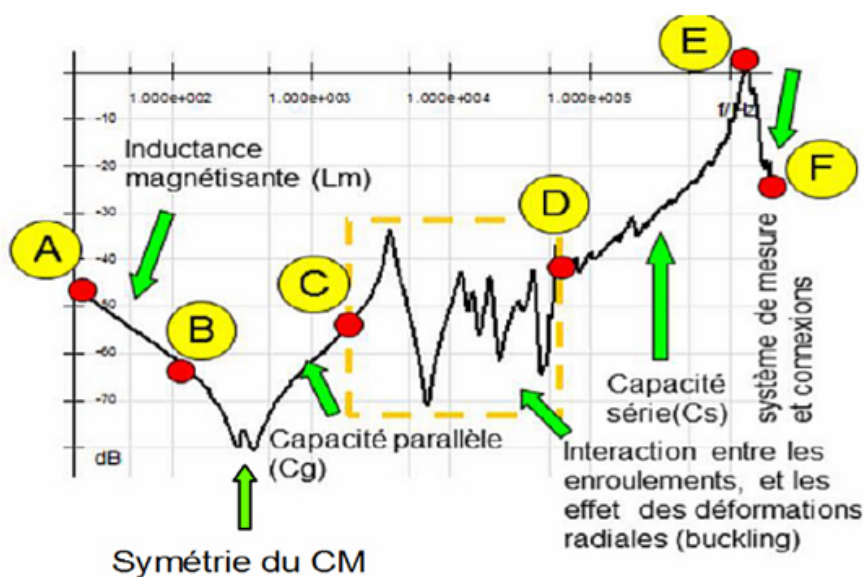


Figure III.13: Réponse fréquentielle typique d'un enroulement HT (source Omicron)

- ✓ **La zone A-B** : entre 20Hz et 200Hz on retrouve la partie asymptotique de la réponse d'un filtre inductif de forte inductance. Elle se réfère à L_{μ} de l'ordre de plusieurs Henry (X_{μ} de 30 à 50 pu)
- ✓ **La zone B-C** : se réfère à la géométrie du circuit magnétique et se situe entre 200Hz et 2kHz. Elle est en forme de «V» pour la réponse de la colonne centrale, car les lignes de champ parcourent un chemin identique dans les colonnes contigües d'oü une reluctance égale. $L_{\mu}/C1$ ne présente alors qu'une seule fréquence d'antirésonance.

Elle est en forme de « W » pour les réponses des colonnes extérieures, car les lignes de champ parcourent deux chemins de reluctance différents (par la colonne centrale Φ_1 , et par la colonne opposée Φ_2). Ainsi, les couples $L_{\mu 1}/C1$ en série avec $L_{\mu 2}/C1$ ($\Phi_1 + \Phi_2$), donnent naissance à deux fréquences d'antirésonance.

Ces formes sont caractéristiques des transformateurs 3 colonnes ; elles diffèrent pour des transformateurs cuirassés. La magnétisation résiduelle du noyau a également une influence dans cette région.

- ✓ **Le point C** : la zone située autour du point C représente une portion d'asymptote de pente >0 due à $C1$ ou C_i capacité d'enroulement et capacité terre C_g .
- ✓ **La zone C-D** : se situe entre 2kHz et 20kHz. Elle se réfère à l'interaction entre enroulements due aux inductances mutuelles, et aux capacités CHL.

Le champ électrique et le champ magnétique sont dépendants de la distance. Ainsi, toute altération de la géométrie de l'enroulement, va entraîner une évolution localisée du champ électromagnétique subit par les conducteurs, donc une modification des inductances et des capacités. L'allure de la courbe est également influencée par le couplage et l'agencement des enroulements.

- ✓ **La zone D-E** : se situe entre 20kHz et 1MHz. Elle se réfère à la structure de l'enroulement (géométrie inter-spire) modélisée par les $l_{1,2...n}$ et $C_{s1,2}$ ou $C_{1,2...n}$,

Dans cette région, les capacités séries C_s sont les facteurs les plus influents, et déterminent la forme de la réponse. Un transformateur dont les enroulements HT est de construction entrelacée ou en galette, présente une capacité C_{s1} plus importante. Ces configurations montrent typiquement une amplitude croissante avec peu de résonance. De même, l'enroulement BT avec C_{s2} faible présente une amplitude plate.

- ✓ **La zone E-F** : supérieure à 1MHz caractérise l'état de la connectique. Elle est la moins reproductible. Les pics de résonance et d'anti-résonance sont dus aux inductances et capacités de connexions. Au vue des fréquences importantes, cette zone est souvent

parasitée, et est très sensible à la mauvaise connexion du système de mesure. Cette zone est quasi inexploitable dans le cadre du diagnostic [20].

III.3.2 L'exploitation des mesures

La méthode d'analyse est basée sur l'étude comparative des réponses en fréquence. L'approche s'apparente à celle utilisée en matière d'analyse vibratoire sur les systèmes de transmission mécanique.

Les meilleurs résultats sont obtenus lorsque les mesures sont comparées à des courbes de réponses antérieures

En cas d'absence d'historique, le diagnostic peut s'appuyer sur le trace d'une machine de construction identique. Mais pour cela, une vigilance particulière doit être portée sur l'état de l'appareil de référence pendant la mesure, de la configuration des enroulements, et des modifications ou améliorations éventuelles apportées sur la série. Toute nuance peut effectivement entraîner un diagnostic erroné.

Un comparatif entre phase peut également être mené, mais leur différence constructive intrinsèque doit être prise en compte (position des bobines, longueur des conducteurs...).

L'une des approches rationnelle du processus d'évaluation le plus souvent conseille commence par l'observation de la forme globale des deux courbes.

A ce titre, la norme américaine (FIST, 2003) considère qu'une défaillance est possible lorsqu'un écart entre mesure et référence est tel que $|\epsilon| > 3\text{dB}$ [13].

Il n'existe pas à proprement parler de recette spécifique dans l'interprétation des données.

Seule une publication du Cigre (DE NIGRIS, 2004) et la norme chinoise DL/T 911-2004 basée sur l'analyse de corrélation de courbes par covariance, proposent une démarche d'évaluation [20].

C'est d'ailleurs sur cette dernière que s'appuient les logiciels d'exploitation des appareils de mesures. A partir d'une analyse statistique, et des calculs d'écarts, ils parviennent à cibler le domaine de fréquences incrimine, mais ne donnent pas l'objet de la distorsion observée.

Il appartient toujours à l'opérateur d'établir le diagnostic, et de déterminer le mode de défaillance [20].

Afin de disposer d'une base de données pour l'analyse des courbes, on a établi un tableau d'interprétation des courbes de fréquence selon la norme DL/T 911-2004, China 2005-06-01[19] :

	Déformation sévère	Déformation évidente	Déformation légère	Normal
R-LF 1 KHz-100 KHz	$R-LF < 0.6$	$0.6 \leq R-LF < 1$	$1 \leq R-LF < 2$	$2 \leq R-LF$
R-MF 100 KHz-600 KHz	\	$R-MF < 0.6$	$0.6 \leq R-MF < 1$	$1 \leq R-MF$
R-HF 600 KHz-1 MHz	\	\	\	$0.6 \leq R-HF$

Tableau III.1: Interprétation des courbes de fréquence selon la norme DL/T911-2004

Ce tableau interprète la corrélation entre deux courbes pour chaque plage de fréquence :

- ✓ R-LF : corrélation au niveau de la basse fréquence.
- ✓ R-MF : corrélation au niveau de la moyenne fréquence.
- ✓ R-HF : corrélation au niveau de la haute fréquence.

III.3 Interprétation Méthodologique

La FRA est une méthode comparative pour évaluer l'état des transformateurs de puissance.

Pour évaluer les résultats de FRA, on compare, généralement par une simple observation visuelle des courbes, les informations actuelles avec les informations de référence.

Il ya trois approches pour obtenir des informations de références :

- ✓ Mesures préalables sur le même transformateur (Empreinte digitale).
- ✓ Mesures sur des transformateurs identiques (Jumeaux).
- ✓ Mesures sur des phases d'un même transformateur testées séparément [16].

III.4 Etude de cas sur un transformateur de puissance 60/30kV de GRTE

Après l'acheminement du transformateur de puissance 60/30kV, 40MVA de marque ACEC du poste SEDDIKIA (Region d'Oran) vers le poste d'Ouled Fayet (Region d'Alger), une mesure FRA à été réalisée afin de s'assurer que le transformateur n'a pas subi d'avarie pendant le déplacement. L'évaluation des résultats est obtenue selon l'approche de mesures sur des phases d'un même transformateur testées séparément [21].

III.4.1 Identification sur le transformateur

- **Identification**
 - ✓ N° de série : 12 172/1.
 - ✓ Constructeur : ACEC.
 - ✓ Code de type : 41 CT CORE.
 - ✓ Année de fabrication : 1976.
 - ✓ Emplacement physique : POSTE OULED FAYET.
 - ✓ Nombre : TR1.
- **Caractéristique électrique**
 - ✓ Puissance nominale : 40 MVA
 - ✓ Tension coté HT : 60 kV
 - ✓ Tension coté BT : 30 kV
- **Disposition du couplage**
 - ✓ Nombre de phase : 3
 - ✓ Couplage : YNynd11

III.4.2 Procédure de mesure

Il y a deux parties essentielles dans la procédure :

- a) Partir soft-wear.
- b) Partir de raccordement.

a) Partie soft-wear

C'est la partie qui touche le logiciel pour préparer les tests et définir le transformateur

1. Ouvrir le logiciel de FRA et cliquer sur le bouton « Nouveau transformateur ».
2. Rempli l'interface par les informations du transformateur.
3. Cliquer sur le bouton nouveau test pour ajouter un nouveau test.
4. Définir les noms de chaque test (les noms des phases et le nombre des prises).

b) Partie raccordement

Cette partie nécessite le retrait de l'exploitation du transformateur, autrement dit la consignation de celui suivant les étapes de consignation.

- **Consignation du transformateur :**

La consignation du transformateur doit être effectuée par le chef de consignation, qui est désigné par le chef d'exploitation pour effectuer les manœuvres de consignation. Le chef de consignation doit établir une fiche de manœuvre dans laquelle il doit tenir compte des six règles de sécurité [22]:

- ✓ Reconnaissance de l'ouvrage sur carte (schéma unifilaire) ;

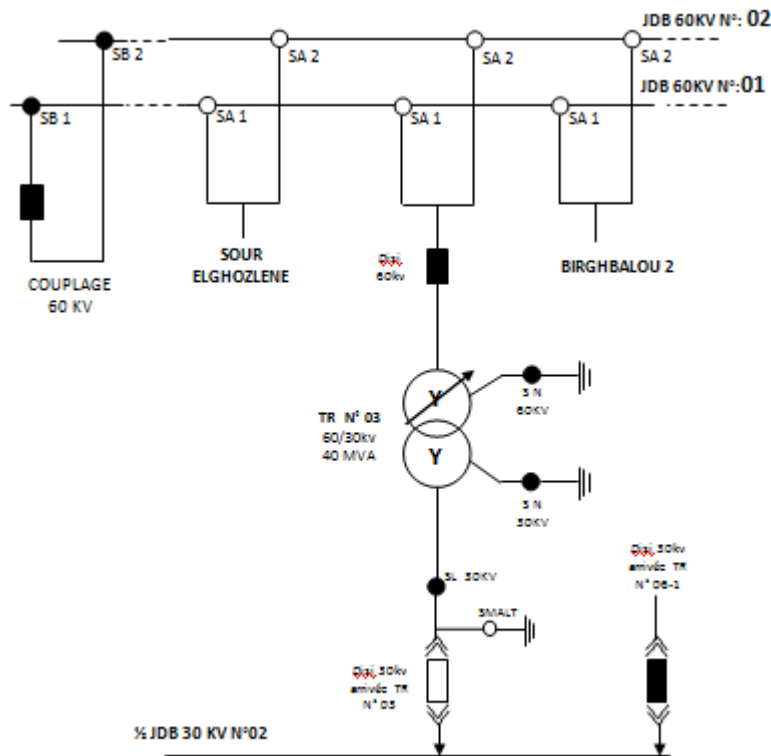


Figure III.14: Schéma unifilaire du transformateur 60/30kV avec jeux de barre 60kV et Rame 30 kV

- ✓ Séparation de l'ouvrage de toute source de tension ;
- ✓ Condamnation à l'ouverture des organes de coupure ;
- ✓ Identification de l'ouvrage sur site ;
- ✓ Vérification d'absence de tension aux points de séparation ;
- ✓ Mise à la terre et en court-circuit de l'installation.

Le tableau suivant résume les manœuvres à effectuer dans l'ordre par le chef de consignation [22] :

N°	Manœuvres ou opérations à exécuter (dans l'ordre)	Pancartes, cadenas DMT/CC V.AT	Pointage après exécution	
			A	B
	Message de confirmation de la position débroché et ouvert de disjoncteur 30KV arrivée TR60/30kv N°03 entre SDC et GRTE	/		
	Ouverture disj 60KV TR.60/30KV N° 03 par CRC	P		
	Message d'information avec CRC	/		
	O.C.O SA 1 60KV TR.60/30kv N° 03	P+C		
	C.O SA 2 60KV TR.60/30kv N° 03	P+C		
	O.C.O SL 30KV arrivée TR.60/30kv N° 03	P+C		
	O.C.O SN 60KV TR N° 3	P+C		
	O.C.O SN 30KV TR N° 3	P+C		
	V.A.T (Vérification d'absence de tension)	V A T		
	Pose des DMT/CC	DMT/CC		
	Délimitation de la zone de travail	/		
	Délivrer l'autorisation de travail	/		

Tableau III.2 Manœuvres ou opérations à exécuter par le chef de consignation

A : pointage dans l'ordre en vue de consignation

B : pointage dans l'ordre inverse en vue de déconsignation

Une fois le chef de consignation délivre l'autorisation de travail : l'équipe contrôle et essais procède à la mesure comme suit :

- **Préparation de la mesure**

- ✓ Mise sous tension du FRA ;
- ✓ Connexion du PC portable au FRA ;
- ✓ Démarrage du logiciel FRA ;
- ✓ Ajout d'un nouveau transformateur et introduction des données ;
- ✓ Ajout d'un nouveau test et introduction des détails du test.

- Câblage du FRAnalyzer

- ✓ Déroulement des câbles depuis le transformateur ;
- ✓ Connexion des câbles au FRA ;
- ✓ Connexion des autres extrémités des câbles sur la fiche en T (court-circuit) ;
- ✓ Démarrage de l'étalonnage ;
- ✓ Vérifier que l'étalonnage a été effectué correctement.

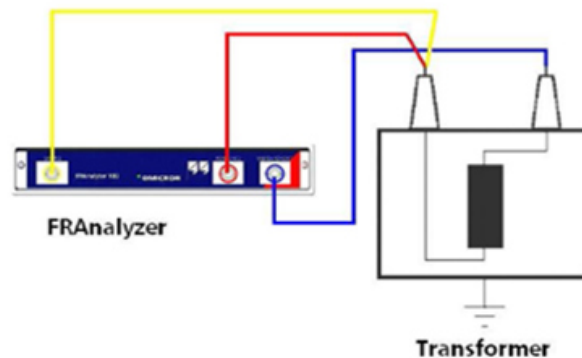


Figure III.15: Raccordement de l'appareil au transformateur

- La mesure

- ✓ Connexion de la pince de mesure sur la borne de référence (neutre) ;
- ✓ Connexion des câbles jaune et rouge sur la borne de référence à l'aide de la fiche en Y;

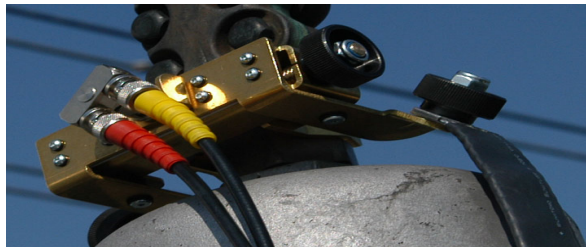


Figure III.16: Raccordement des câbles sur la borne du neutre

- ✓ Mise en place des tresses de mise à la terre sur la borne de référence et la borne de mesure ;



Figure III.17: Mise à la terre

- ✓ Concordance entre couplage physique du TR et trace du logiciel (enroulements non mesurés) ;
- ✓ Concordance de la position du changeur de prises et la trace du logiciel ;
- ✓ Sélection de la trace et démarrage de la mesure.

Pendant l’essai on a utilisé la méthode essai entre extrémités (End to End). On injecte des fréquences au niveau de la borne (neutre) avec les deux câbles jaune et en récupère à partir de la phase (câble bleu), par exemple dans l’interface ci-dessous on voit l’amplitude et le déphasage de la phase (A) du coté primaire avec position une de régleur [22].

Les graphes suivants représentent l’ensemble des mesures FRA effectuées sur l’ensemble des phases des enroulements avec différentes positions du régleur en charge (1,11 et 21) [22].

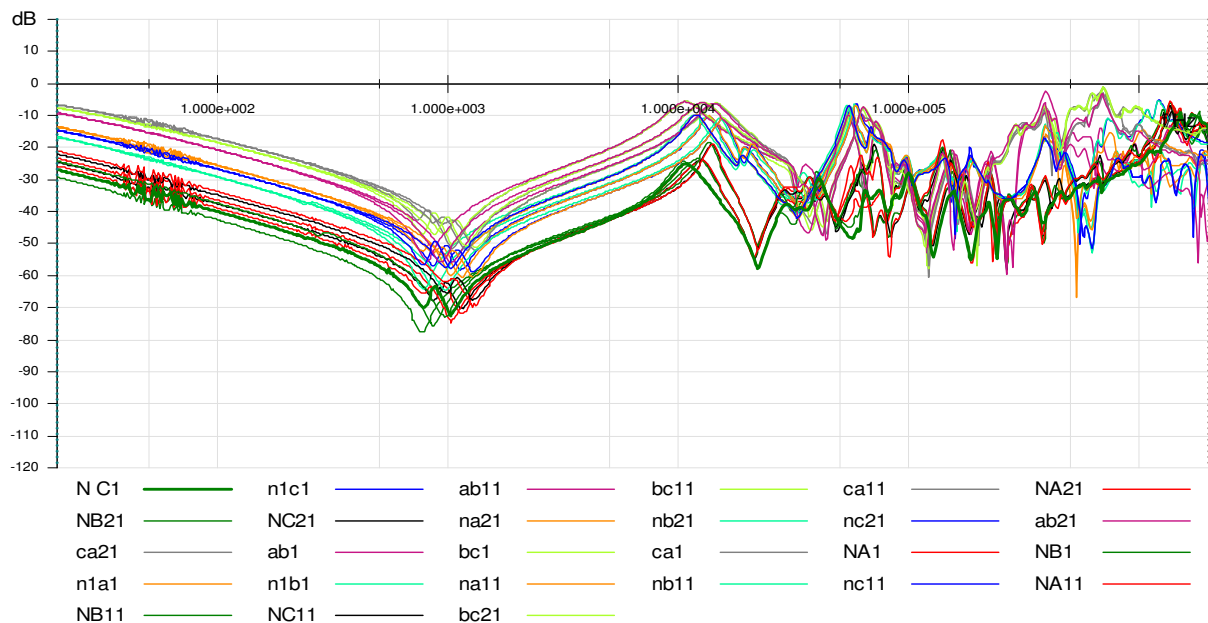


Figure III.18 Amplitudes des réponses en fréquence de l’enroulement

III.4.3 Interprétation des résultats du coté HT et MT

Les résultats de mesures sont interprétés avec le logiciel d’analyse qui utilise l’algorithme DL/T911-2004. L’approche de mesure sur des phases permet une comparaison entre phases pour évaluer les corrélations.

Plusieurs mesures sont effectuées sur chaque phase, du coté HT et MT avec différentes positions du régleur en charge. On notera l’évaluation des corrélations avec un code de couleur dans le but de faciliter l’interprétation (voir le tableau III.1)

IV.4.3.1 Interprétation des résultats des mesures effectuées sur le transformateur Coté HT

➤ Régleur en charge en position 1

La figure III.19 montre les mesures des phases NA, NB et NC avec régleur en charge en position 1.

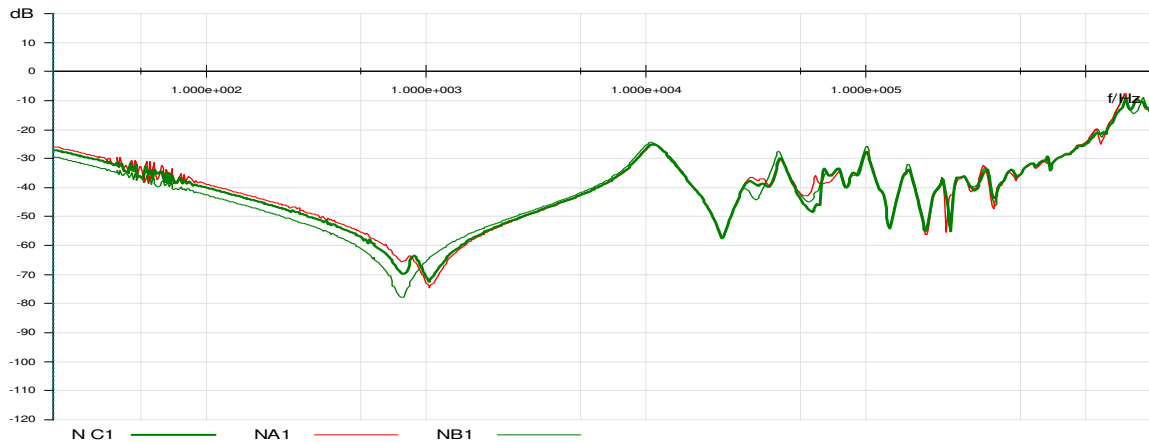


Figure III.19: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

• Comparaison entre les phases A et C

La figure III.20 et III.21 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases A et C, et la différence d'amplitude en dB entre phase A et C.

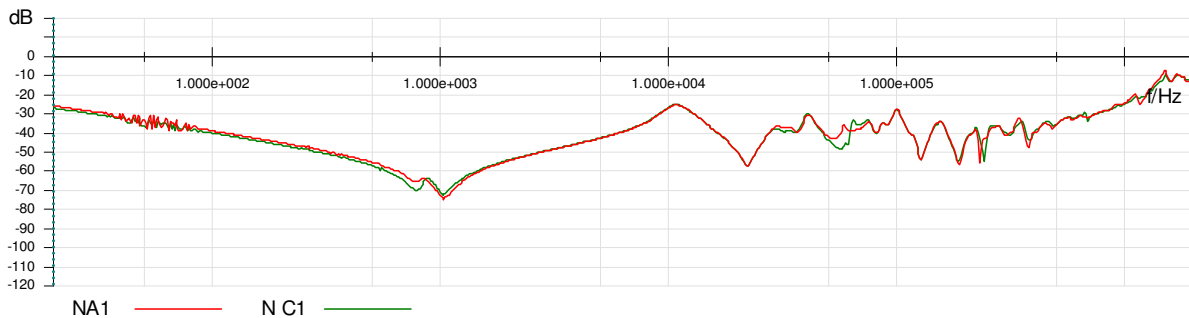


Figure III.20: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements A et C

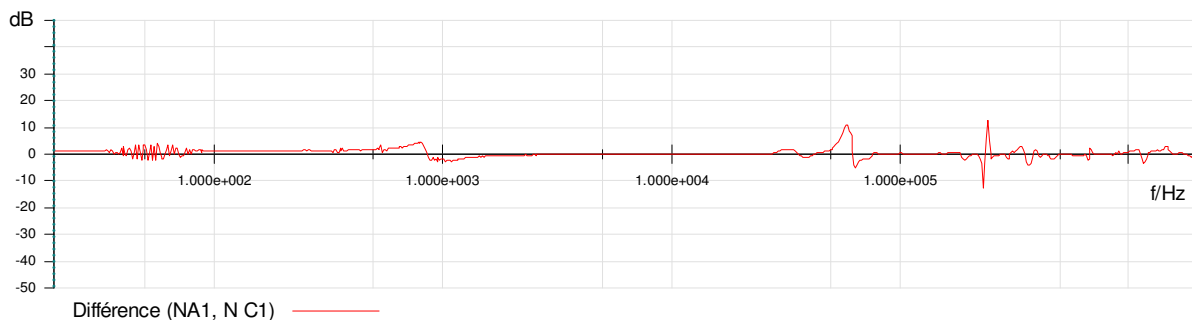


Figure III.21 Différence entre les phases A et C

En comparant les courbes des phases extrêmes A et C avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **1.19**
- ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **1.23**
- ✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz **1.48**

➤ **Régleur en charge en position 11**

La figure III.22 montre les mesures des phases NA, NB et NC avec régleur en charge en position 11 :

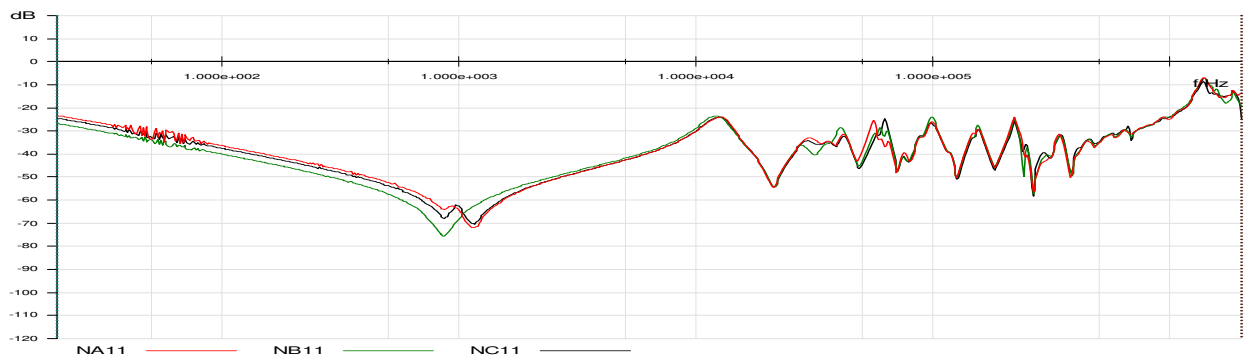


Figure III.22 Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

• **Comparaison entre les phases A et B**

La figure III.23 et III.24 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases A et B, et la différence d'amplitude en dB entre phase A et B

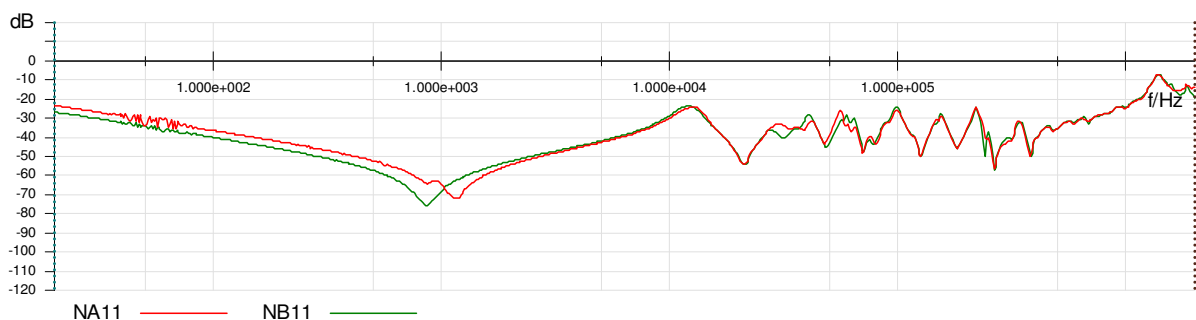


Figure III.23 Amplitude des réponses en fréquence des enroulements A et B

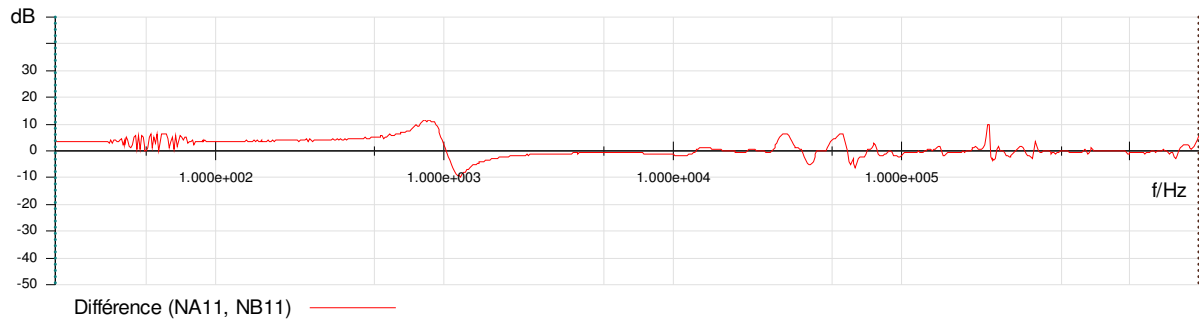


Figure III.24: Différence entre les phases A et B

En comparant les courbes de la phase A et la phase médiane B avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **1.20**
 - ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **1.49**
 - ✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz **1.90**
- **Régleur en charge en position 21**

La figure III.25 montre les mesures des phases NA, NB et NC avec régleur en charge en position 21 :

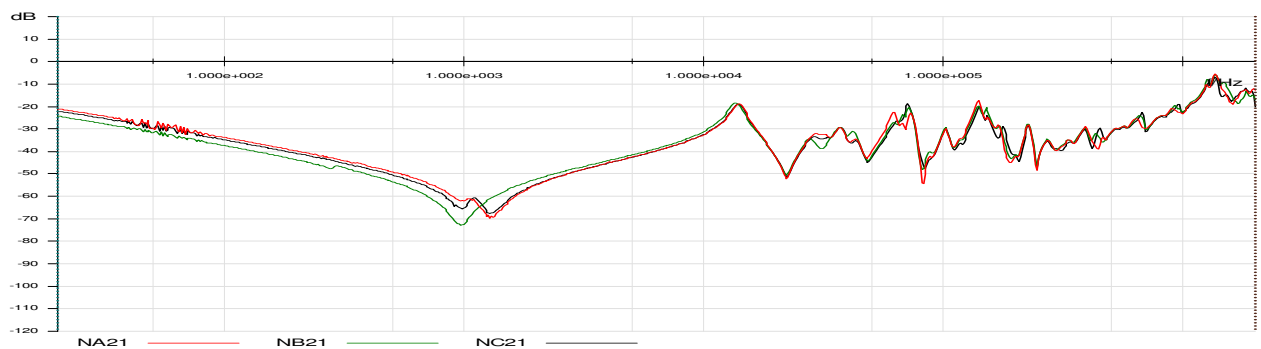


Figure III.25: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

- **Comparaison entre les phases B et C**

La figure III.26 et III.27 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases B et C, et la différence d'amplitude en dB entre phase B et C

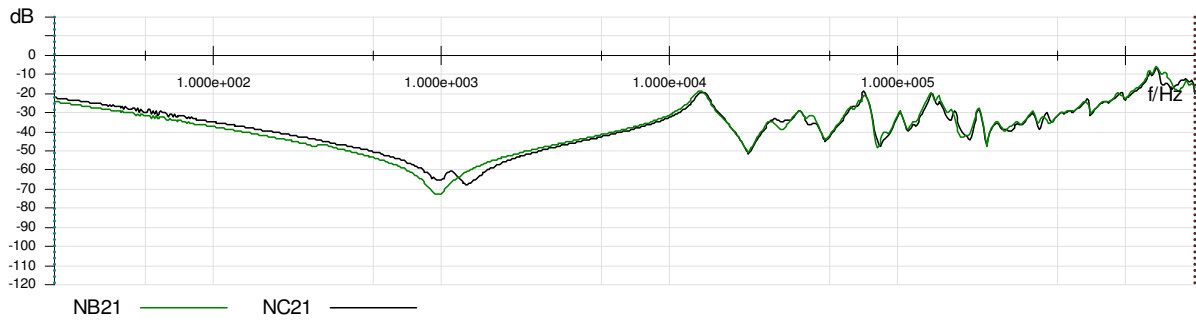


Figure III.26: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements B et C

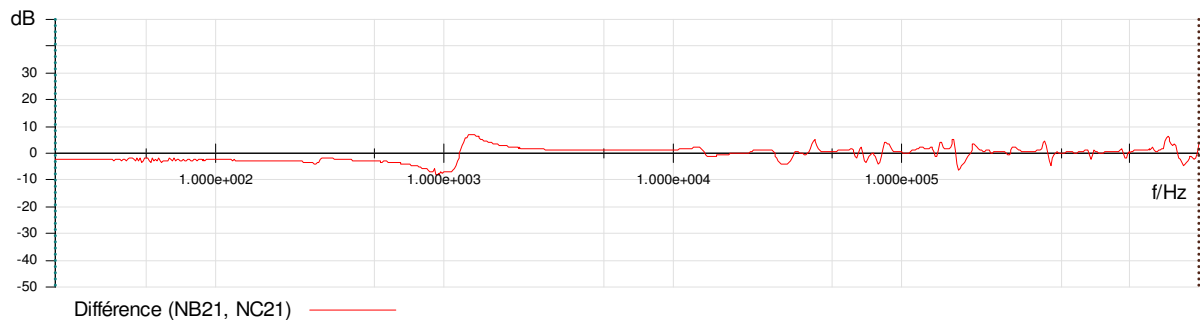


Figure III.27: Différence entre les phases B et C

En comparant les courbes de la phase médiane B et la phase C avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **1.58**
- ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **1.15**
- ✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz **1.37**

IV.4.3.2 Interprétation des résultats des mesures effectuées sur le transformateur Coté MT

➤ Régleur en charge en position 1

La figure III.28 montre les mesures des phases na, nb et nc avec régleur en charge en position 1.

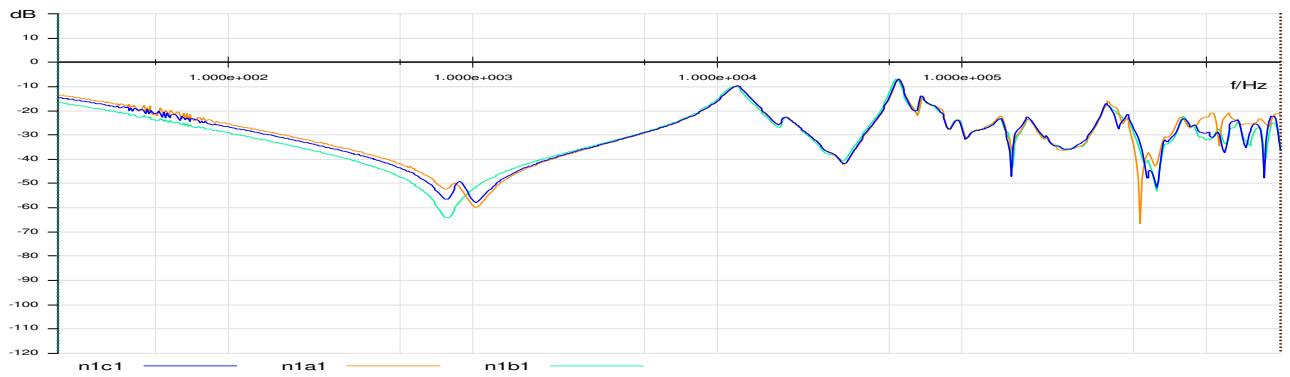


Figure III.28: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

- **Comparaison entre les phases a et c**

La figure III.29 et III.30 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases a et c, et la différence d'amplitude en dB entre phase a et c.

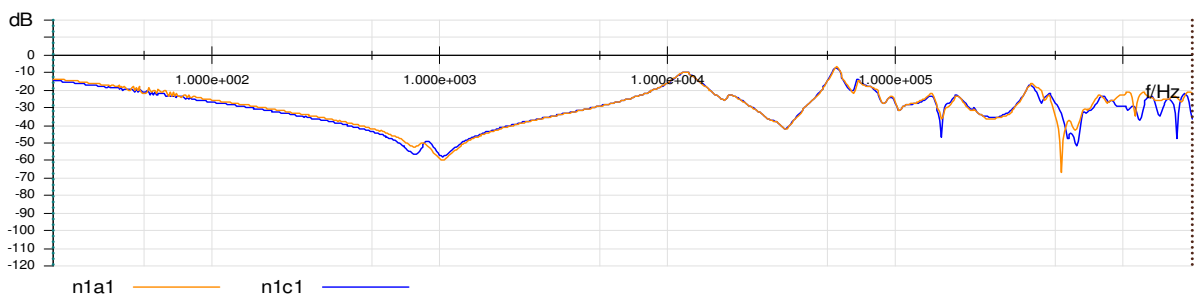


Figure III.29 Amplitude des réponses en fréquence des enroulements a et c

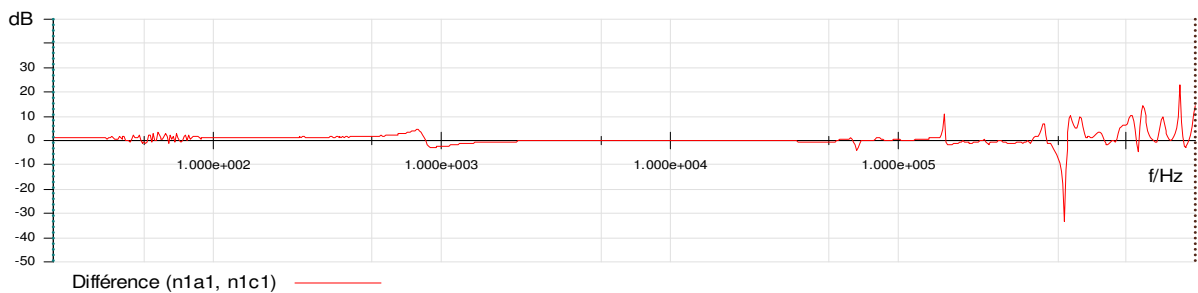


Figure III.30 Différence entre les phases a et c

En comparant les courbes de la phase a et la phase c avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **déformation évidente**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **2.57**
- ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **0.59**

✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz 1.09

➤ Régleur en charge en position 11

La figure III.31 montre les mesures des phases na, nb et nc avec régleur en charge en position 11.

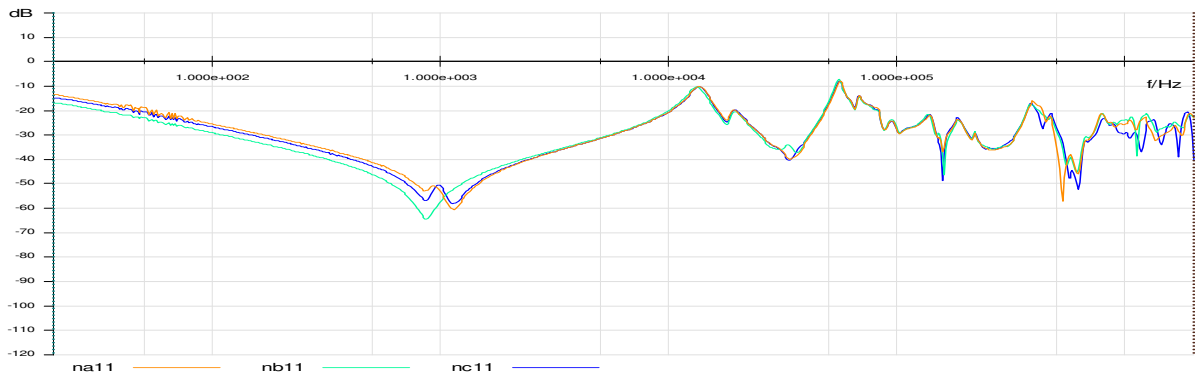


Figure III.31 Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

• Comparaison entre les phases a et b

La figure III.32 et III.33 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases a et b, et la différence d'amplitude en dB entre phase a et b.

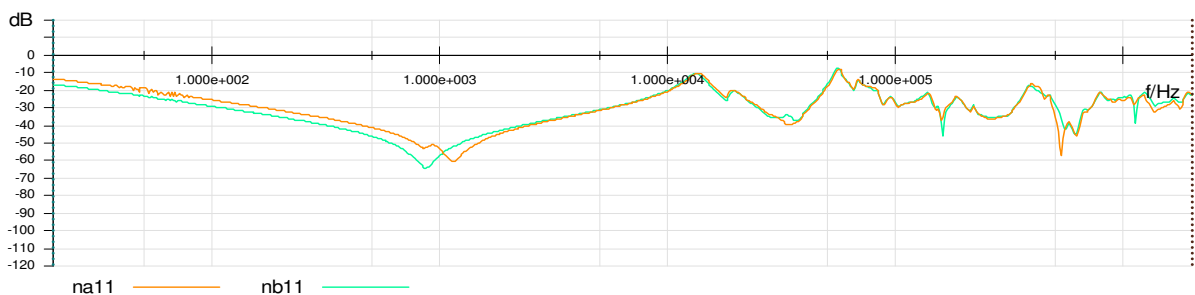


Figure III.32 Amplitude des réponses en fréquence des enroulements a et b

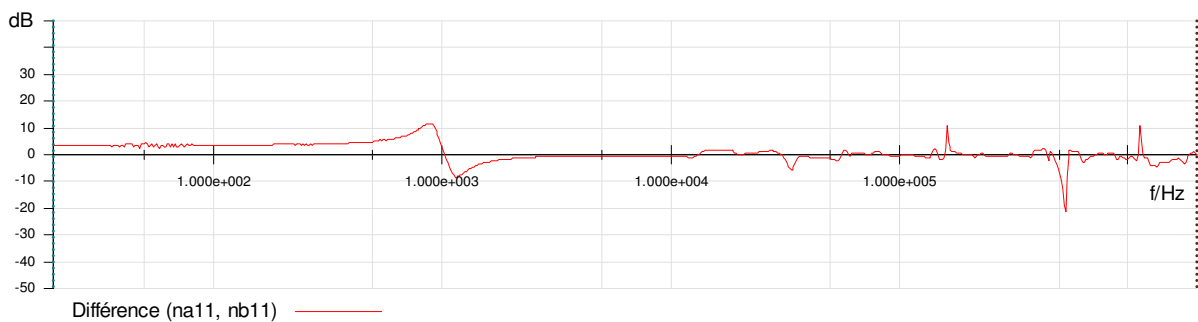


Figure III.33 Différence entre les phases a et b

En comparant les courbes de la phase a et la phase médiane b avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **1.96**
- ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **0.90**
- ✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz **1.9**
- **Régleur en charge en position 21**

La figure III.34 montre les mesures des phases na, nb et nc avec régleur en charge en position 1.

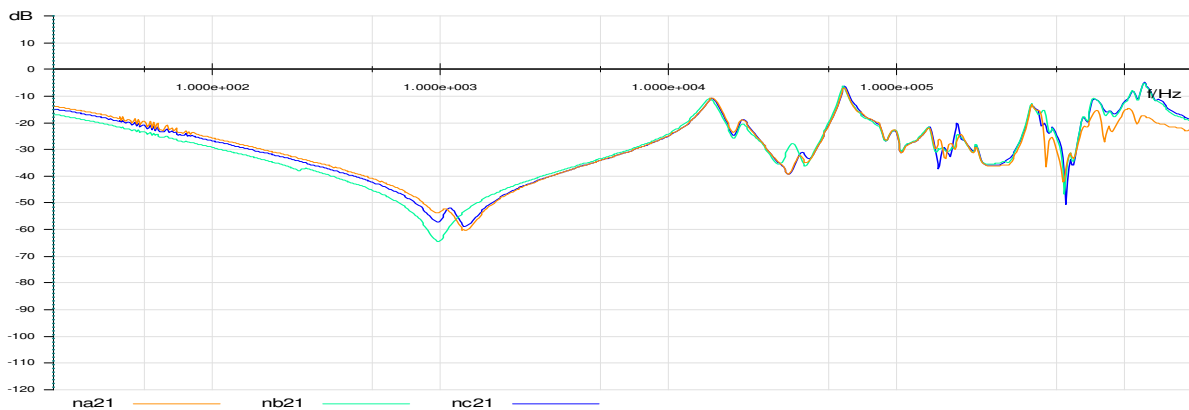


Figure III.34 Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

- **Comparaison entre les phases b et c**

La figure III.32 et III.33 représente respectivement, une comparaison entre les amplitudes des réponses en fréquence des phases b et c, et la différence d'amplitude en dB entre phase b et c.

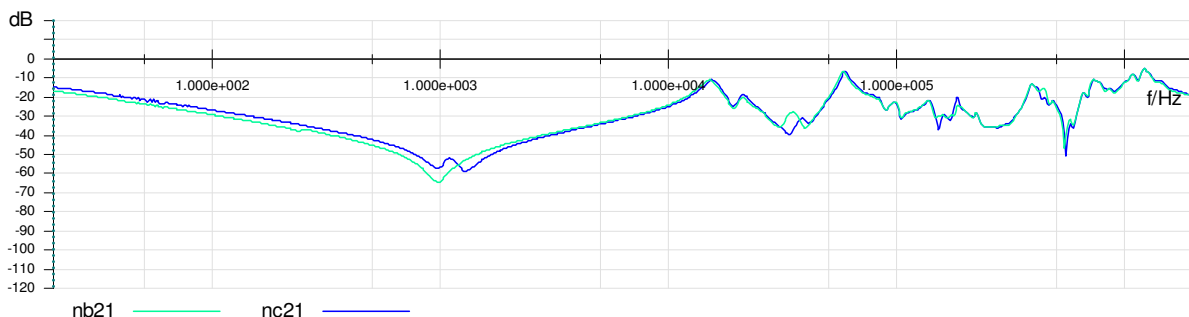


Figure III.35 Amplitude des réponses en fréquence des enroulements b et c

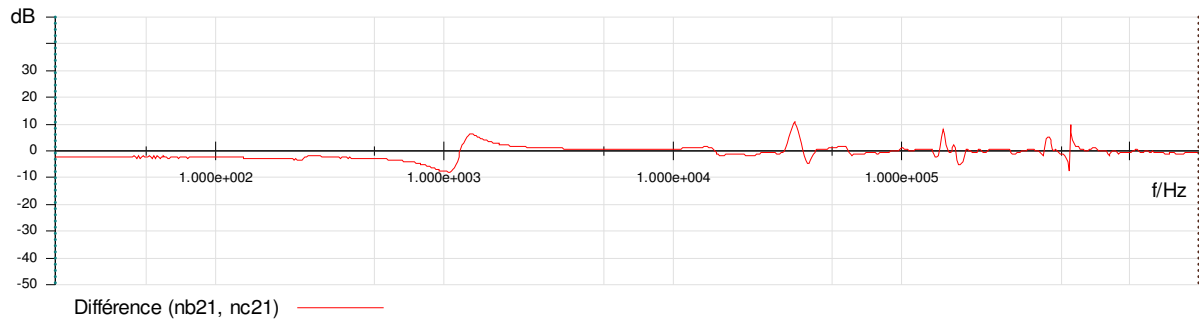


Figure III.36 Différence entre les phases b et c

En comparant les courbes de la phase médiane **b** et la phase **c** avec le logiciel d'analyse qui utilise l'algorithme DL/T911-2004. Le logiciel indique une **légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- ✓ Basse fréquence 1kHz – 100 kHz **1.49**
- ✓ Moyenne fréquence 100kHz – 600 kHz **1.27**
- ✓ Haute fréquence 600kHz – 1 MHz **2.05**

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthode de diagnostic par analyse fréquentielle FRA sur un transformateur de puissance, tout en expliquant le principe de fonctionnement et l'interprétation des résultats se basant sur l'approche de mesures des phases du même transformateur testées séparément.

Cette approche nous permet uniquement d'indiquer si le transformateur est apte à fonctionner, cela sous entend que les corrélations au niveau des différents niveaux de fréquence sont au vert. Ceci dit, dans le cas contraire, les corrélations indiquent une déformation de l'enroulement avec un degré de gravité mais, sans définir avec exactitude la panne signalée.

Ainsi, une décision sera prise sur la remise en marche du transformateur ou son transfert pour des analyses plus approfondies afin de cibler la panne et d'y remédier.

Conclusion générale

Conclusion générale

Nous avons mis en évidence l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance en générale, en termes de réduction de la probabilité de défaillance ou de dégradation de la qualité de service et d'amélioration de l'espérance de vie du transformateur. Plusieurs méthodes de diagnostic sont décrites dont l'analyse par balayage de fréquence FRA.

Notre travail est consacré à l'analyse de réponse par balayage de fréquence d'un transformateur de puissance en vue de son diagnostic.

D'après les résultats obtenus au cours de notre étude nous avons retenu les points suivants :

- La méthode de diagnostic FRA permet de voir l'intérieure du transformateur sans risque de détériorer l'état du transformateur.
- L'approche de mesure sur des phases d'un même transformateur répond uniquement à la question si le transformateur est sain ou en anomalie, sans cibler l'origine de la panne.
- Cette méthode s'appuie sur la comparaison des résultats avec des données de référence ce qui nécessite le retrait de l'exploitation du transformateur pour chaque procédure de diagnostic ce qui coute cher à l'entreprise en terme d'énergie non distribuée END. Avec un parc de plus de 2000 transformateurs que l'entreprise exploite, il est difficile de réunir les bases de données pour chaque transformateur.

La priorité de l'entreprise est de savoir si le transformateur peut être remis en service ou le transférer pour un diagnostic approfondie.

Comme perspectives pour ce travail, on propose :

- Utilisation de la méthode FRA avec l'approche de mesure sur des phases testées séparément, ce qui réduit considérablement le cout de l'entreprise en termes de maintenance et d'END.
- Utilisation de la méthode avec l'approche de mesure sur des transformateurs identiques.

Bibliographie

- [1] JEAN Sanchez « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance ». Université de Grenoble, 2011. France.
- [2] MADJID Meziani, « Contribution à la modélisation analytico numérique destransformateur de puissance », Université Mouloud Mammri Tizi-ouzou, Algérie, 2011
- [3] Document SONELGAZ « Ecole technique de Blida les transformateurs de puissance ».
- [4] T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, « Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies », IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002.
- [5] SONELGAZ Doctrine de maintenance du réseau de transport, Cahier N°2 : « Les transformateurs de puissance », GRTE, Région de transport de l'électricité d'Alger 08-09-2008.
- [6] Tenue des transformateurs en cas de défauts internes, Raux / Leconte / Gibert, CIRED 89.
- [7] MEZARI Naouel, « Diagnostic des transformateurs de puissances », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Tizi Ouzou. Juillet 2011
- [8] BOURGEOIS.A, « Etude du phénomène d'électrification par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance », Institut national polytechnique de Grenoble, Février 2007.
- [9] REKIK BADRI, « Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Annaba. Année 2008
- [10] BOUCHAOUI Lahcene, « Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones », Mémoire de magister département d'Electrotechnique, université de Sétif. 2010
- [11] Document SONELGAZ « Ecole technique de Blida les transformateurs de puissance ».
- [12] Top Tran Van. Étude de la génération des streamers dans l'huile minérale sous tension impulsionnelle alternative. Electric power. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1999. France.
- [13] Pauwels international service « formation générale sur les transformateurs de puissance GRTE octobre 2008 ».
- [14] Notice technique sur les centrales thermiques « fascicule n° 21 le transformateur » électricité de France.
- [15] Document SONELGAZ, « protection et surveillance des transformateurs ».
- [16] Megger « FRAX 101 Analyseur de réponse de la fréquence de balayage », FRAX101_DS_fr_V01.

Bibliographie

[17] Document SONELGAZ « Ecole technique de Blida les transformateurs de puissance ».

[18] Pierre Brissonneau:«Magnétisme et matériaux, pour l'électrotechnique», Edition Hermès, Paris1979.

[19] OMICRON electronics « FRAnalyzer Manuel d'utilisation »Référence -VESD0662
Version du manuel : FRA.FR.1, 2006.

[20] Didier Nilly. Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance. Electromagnétisme.
2017. ffdumas-01871106f

[21] Rapprt des mesures FRA effectuées sur le transformateur de puissance 60/30kV,40 MVA
n°DTE 232 poste Ouled Fayet.GRTE

[22] carnet de prescription au personnel Prévention du risque électrique. Document GRTE
édition 2017.

Liste des abréviations

BT: basse tension

Cg : capacité parallèle

CHL : capacité inter enroulements

Cs : capacité inter spires

CM: circuit magnétique

dB: decibel

DLT911-2004 : norme

DP : décharge partielle

F: fréquence

FIST: norme

FP : facteur de puissance

FRA: analyse de la réponse fréquentielle

FT: Fonction de Transfert

HF: Haute Fréquence

HT : Haute Tension

Hz: Hertz

KHz: Kilo Hertz

KOH/g / indice de saponification correspond à la masse d'hydroxyde de potassium

kV :Kilo Volt

KVA : Kilo Volt Amper

MHz: Mega Hertz

MT : Moyenne Tension

MVA : Mega Volt Amper

N: neutre

Ohms: unité de résistance

PC: portative computer

Pu : per unit

R: Correlation

R-HF: Correlation / High Frequency

Liste des abréviations

RLC: Circuit Resistance, Inductance et Capacité

R-LF: correlation / low frequency

R-MF: correlation / midle frequency

USB: Universal Serie Bus

V: volt

ϵ : Epsilon

Φ : flux magnetique

Disj : disjoncteur

OCO: ouverture condamnation à l'ouverture

CO: condamnation à l'ouverture

CRC: centre régional de conduit

GRTE : gestionnaire du réseau de transport électrique

SDC : Société de distribution centre

P+C : Pancarte+ cadenas

VAT : Vérification d'absence de tension

DMT/CC : Dispositif de mise à la terre et en court-circuit

Liste des figures

Figure I.1 : Principe de fonctionnement du transformateur

Figure I.2 : Coupe d'un transformateur de puissance

Figure I.3: Transformateur à colonnes

Figure I.4 : Transformateur type cuirassé

Figure II.1: Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements.

Figure II.2: Schéma d'une borne de type capacitif

Figure III.1: Modèle de base à l'interprétation des principaux phénomènes visible par balayage de fréquence.

Figure III.2 : Schéma équivalent discret : [Source Omicron]

Figure III.3: Vue de face avant du FR Analyser.

Figure III.4: Vue de face arrière du FR Analyser.

Figure III.5: Bon raccordement à la terre.

Figure III.6: Mauvais raccordement à la terre.

Figure III.7: connexion des câbles coaxiaux.

Figure III.8: Raccordement à la terre du FR Analyser.

Figure III.9: Raccordement de la pince pour borne de la traversée aux câbles coaxiaux.

Figure III.10: serrage de la pince à visser.

Figure III.11: Raccordement de la pince pour borne de traversée au câble coaxial bleu.

Figure III.12: Montage de mesure pour un enroulement HT d'un transformateur [Source Omicron FR Analyser]

Figure III.13 : Réponse fréquentielle typique d'un enroulement HT (source Omicron)

Figure III.14 : Représentation d'une mesure FRA sur un transformateur ONAN 1250kVA 20Kv/400V

Figure III.15 : Schéma unifilaire du transformateur 60/30kV avec jeux de barre 60kV et 30kV

Liste des figures

Figure III.16 : le raccordement de l'étalonnage

Figure III.17: raccordement des câbles

Figure III.18 : Mise à la terre

Figure III.19 : Amplitudes des réponses en fréquence de l'enroulement

Figure III.20: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.21: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.22: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.23 : Amplitude des réponses en fréquence des enroulements A et C

Figure III.24: Différence entre les phases A et C

Figure III.25: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.26: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.27: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements A et C

Figure III.28: Différence entre les phases A et B

Figure III.29: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.30: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements B et C

Figure III.31: Différence entre les phases B et C

Figure III.32: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.33: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.35: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements a et c

Figure III.36: Différence entre les phases a et c

Figure III.37: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.38: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.39: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements a et b

Liste des figures

Figure III.40: Différence entre les phases a et b

Figure III.41: Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.42: Phases des réponses en fréquence des enroulements

Figure III.43: Amplitude des réponses en fréquence des enroulements b et c

Figure III.44 : Différence entre les phases b et c

Liste des tableaux

Tableau (III.1) : Interprétation des mesures selon la norme DL/T 911-2004, China

Tableau (III.2) : Manœuvres ou opérations à exécuter par le chef de consignation