

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



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

MEMOIRE DE MAGISTER

EN ELECTROTECHNIQUE

OPTION : Machines Electriques

Présenté par

MEZARI NAOUEL

THEME

DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES

Soutenu publiquement devant le jury composé de :

Président	Nahid MUFIDZADA	Professeur, UMMTO (Tizi-Ouzou)
Rapporteur	Mohamed BOUDOUR	Professeur, USTHB (Alger)
Examineur	Tahar OTMANE CHERIF	Maître de Conférences (A), UMMTO (Tizi-Ouzou)
Examinatrice	F. BITAM ép. MEGHERBI	Maître de Conférences (A), UMMTO (Tizi-Ouzou)
Examineur	Hamza HOUASSINE	Maître de Conférences (B), U.Médéa

REMERCIEMENTS

J'exprime ma gratitude et toute ma reconnaissance à Monsieur BOUDOUR Mohamed, professeur à l'université de Sciences et Technologie Houari Boumediene de Bab- Ezzouar, pour l'intérêt qu'il a porté au travail effectué en acceptant d'être rapporteur de ce mémoire.

J'adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur HOUASSINE Hamza, maître de conférences classe B à l'université Médéa, pour m'avoir accordé sa confiance. Je tiens à lui témoigner ma profonde gratitude pour l'aide précieuse qu'il m'a apportée durant ce travail, pour ces conseils avisés, ces nombreuses remarques et suggestions qui ont pu faire avancer le travail et surtout ses grandes qualités humaines.

Je remercie vivement Monsieur MUFIDZADA Nahid, Professeur à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou pour avoir accepté de présider le jury.

Je tiens également à remercier Monsieur OTMANE-CHERIF Tahar, Maître de conférences classe A à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.

J'adresse également mes remerciements à Madame BITAME Feroudja épouse MEGHERBI, Maître de conférences classe A à l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou de m'avoir fait l'honneur de participer au jury.

Je suis également reconnaissante à Madame MEGHERBI Ourida épouse HEDJEM, Maître assistante classe A à l'université Mouloud Mammeri, pour l'aide précieuse qu'elle m'a apportée durant ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mes enseignants de l'université de Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou.

Un grand merci à toute ma famille et plus particulièrement mes parents, pour m'avoir soutenue et aidée tout au long de mes études.

Une affectueuse pensée à mon époux et ma belle famille.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Méthodes de diagnostic des Transformateurs	
I.1 Introduction.....	3
I.2 Définition.....	3
I.3 Constitution générale d'un transformateur.....	4
I.3.1 Circuit magnétique	5
I.3.1.1 Type cuirassé	5
I.3.1.2 Type à colonnes.....	5
I.3.2 Circuit électrique.....	6
I.3.2.1 Bobinage concentrique simple.....	6
I.3.2.2 Bobinage concentrique double.....	6
I.3.2.3 Bobinage à galette.....	6
I.3.3 La cuve.....	7
I.4 Les contraintes.....	7
I.4.1 Surtension.....	7
I.4.2 Court-circuit.....	8
I.4.3 Surcharges.....	9
I.4.4 Les décharges partielles.....	9
I.5 Les techniques de diagnostic.....	10
I.5.1 Analyse d'huile.....	11

I.5.1.1 Les analyses physico-chimiques.....	11
I.5.1.2 Analyse des furanes.....	14
I.5.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile.....	14
I.5.1.3.1 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut.....	14
I.5.1.3.2 Méthodes d'interprétation des résultats.....	16
I.5.2 Mesures diélectriques.....	23
I.5.2.1 Mesure du facteur de puissances et de la capacité.....	23
I.5.2.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continue.....	25
I.5.3 Mesures électriques.....	27
I.5.3.1 Mesure du courant d'excitation.....	27
I.5.3.2 Mesure de rapport de transformation.....	27
I.5.3.3 Mesure de la résistance d'enroulements.....	28
I.5.3.4 Mesure de la réactance de fuite.....	29
I.6 Conclusion.....	29

Chapitre II : Modélisation et Technique d'analyse fréquentielle

II.1 Introduction.....	30
II.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance.....	30
II.2.1 Modèle de Morched.....	30
II.2.2 Modèle de Leon.....	32
II.2.3 Modèle de Chimklai.....	33
II.2.4 Modèle de Gustavsen.....	34
II.2.5 Modèle d'Andrieu.....	34
II.2.6 Modèle de Noda.....	36
II.2.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles.....	37
II.3 Analyse de la réponse en fréquence (FRA).....	38

II .3.1 Principe de la méthode.....	38
II.3.2 Objectifs des mesures par FRA.....	39
II.3.3 Quand faut-il faire un test FRA.....	40
II.3.4 Type d'essais par FRA.....	40
II.3.4.1 Essais entre extrémités.....	40
II.3.4.2 Essais en court-circuit.....	41
II.3.4.3 Essai capacitif entre enroulements.....	42
II.3.4.4 Essai inductif entre enroulements.....	42
II.3.5 L'équipement de mesure.....	43
II.3.5.1 Le FR Analyzer.....	43
II.3.5.2 Connecteurs et commandes.....	43
II.3.5.3 Câbles pour les essais.....	44
II.3.6 Procédure d'essai.....	45
II.3.6.1 Consignation du transformateur.....	45
II.3.6.2 Mise en service du FR Analyzer.....	45
II.3.6.3 Paramétrage des mesures grâce au logiciel FR Analyzer.....	46
II.3.6.4 Raccordement du FR Analyzer à un transformateur de puissance.....	47
II.3.7 Méthodes d'interprétation.....	48
II.3.7.1 Interprétation Méthodologique.....	48
II.3.7.2 Domaine de fréquence pour les interprétations.....	49
I.4 Conclusion.....	49

Chapitre III : Procédure de Calcul des paramètres

III.1 Introduction.....	50
III.2 Modèle adopté pour le transformateur sans la prise en compte du noyau.....	50
III.2.1 Equations du schéma équivalent adopté.....	51
III.2.1.1 Equations des tensions.....	52
III.2.1.2 Equations des courants.....	53
III.2.2 Représentation matricielle des équations du modèle.....	55

III.3 Calcul des paramètres du model.....	58
III.3.1 Caractéristiques électriques nécessaires pour le calcul.....	59
III.3.2 Caractéristique géométriques nécessaires pour le calcul.....	59
III.3.3 Procédure de calcul des paramètres des enroulements HT et BT.....	59
III.3.3.1 calcul des éléments résistifs.....	59
III.3.3.2 Calcul des éléments inductifs et les coefficients des mutuelles	60
III.3.3.3 Calcul des éléments capacitifs.....	62
III.3.4.Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur	65
III.3.4.1 Détermination des paramètres de l'enroulement HT	65
III.4 Conclusion	68
 Chapitre IV : Validation expérimentale	
IV.1 Introduction.....	69
IV.2 Défaillances d'isolement dans un transformateur.....	69
IV.2.1 Défauts entre spires.....	69
IV.2.2 Défauts entre enroulements.....	70
IV.2.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre.....	70
IV.2.4 Défauts liés à la Technologie.....	71
IV.3 Schéma équivalent à l'enroulement HT et BT adopté.....	73
IV.3.1 Validation du modèle adopté.....	74
IV.3.1.1 Injection d'une tension sinusoïdale.....	74
IV.4 Etude de la réponse fréquentielle du gain de l'enroulement suite à des sollicitations sinusoïdales à fréquence variable.....	75
IV.4.1 Réponse en fréquence du gain de l'enroulement HT sans défaut (sain).....	76
IV.4.2 La réponse fréquentielle de l'enroulement HT avec défaut.....	76

IV.4.2.1 Court-circuit entre spires.....	77
IV.4.2.1.1 Défaut entre une seule spire.....	77
IV.4.2.1.2 Défaut entre deux spires.....	79
IV.4.2.1.3 Défaut entre trois spires.....	81
IV.4.2.1.4 Défaut entre quatre spires.....	83
IV.4.2.1.5 Défaut entre cinq spires.....	85
IV.4.2.1.6 Défaut entre six spires.....	86
IV.4.2.2 Circuits ouverts.....	87
IV.4.2.3 Déformations propres de l'enroulement.....	89
IV.4.2.4. Défaut entre partie active et la masse.....	91
IV.5 Conclusion.....	93
Conclusion générale.....	94

Bibliographie

Annexes

INTRODUCTION
GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Un transformateur électrique est un convertisseur dont la rentabilité dépend fortement de l'énergie électrique fournie. Par conséquent, pour gérer et prolonger la vie du transformateur et pour réduire des défauts du transformateur, quelques mesures sont adoptées. Ceci est nommé le diagnostic de transformateur.

Le diagnostic consiste en la détection d'un changement anormal dans le comportement ou dans l'état d'un système et dans la localisation de sa cause. Les systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation (en ligne) ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation. 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. En arrêt d'exploitation (hors ligne), l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

Les signaux mesurables tels que les courants, les tensions, les vibrations ou bien encore la température peuvent fournir des informations significatives sur les défauts et ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures de défauts du transformateur. A partir de ces paramètres, la mise en place de méthodes décisionnelles peut permettre de concevoir des systèmes de diagnostic performants [1].

Les méthodes de diagnostic que nous proposons reposent sur la connaissance d'un modèle capable de décrire précisément le fonctionnement du système à surveiller. Si un modèle décrivant le fonctionnement normal du système est disponible, l'opération de diagnostic des défauts comporte une phase d'extraction d'indicateur de défauts et une phase de prise de décision par des techniques statistiques dévaluations des résidus. La génération d'indicateurs de défauts (ou résidus) permet d'évaluer un écart par rapport aux conditions normales de fonctionnement à partir des mesures effectuées sur le système et ainsi d'identifier la cause de tout changement anormal. Nous savons qu'une variété importante de défauts peut produire à l'intérieur des transformateurs, nous pouvons citer par exemple des défauts de types de claquage par pont, par cavitation... [2].

La surveillance et le diagnostic des transformateurs a fait l'objet de nombreux travaux au cours des deux dernières décennies [2].

Ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre concerne une étude bibliographique portant sur les contraintes et les différentes méthodes de diagnostic.

Le second chapitre a pour objet de présenter les principaux modèles de transformateurs existant dans la littérature qui semble plus adéquat à la problématique posée et la méthode de diagnostic basée sur la FRA, son principe, les moyens utilisés, la méthode de mesure et la façon d'interpréter les résultats. Cette partie nous a amené à adopter le modèle le plus convenable pour notre investigation.

La présentation du modèle adopté fait l'objet du troisième chapitre, dans lequel la procédure de calcul des paramètres des enroulements du transformateur de puissance est détaillée en vue d'une étude du comportement de ce dernier en régime fréquentiel.

Le quatrième chapitre de notre étude est consacré à la validation du modèle adopté et son exploitation pour une étude de diagnostic à haute fréquence, en réalisant plusieurs défauts sur l'enroulement haute tension. Les résultats obtenus sont enfin discutés en fin de chapitre.

Nous terminons notre mémoire par une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

CHAPITRE I :

Méthodes de diagnostic des Transformateurs

I.1 Introduction

Les centrales électriques étant souvent éloignées du consommateur, le rôle du transformateur, élément essentiel de ce réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique de son point de production jusqu'à son point de consommation. Les anomalies des transformateurs sont de différentes catégories (internes, externes).

Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopter les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation.

Dans ce qui suit, une étude théorique détaillée de transformateur ainsi que les contraintes et les moyens de protection seront présentées.

I.2 Définition

Le transformateur est une machine électrique statique destinée à transformer une tension (courant) alternative en une autre tension (courant) alternative de même fréquence, et d'amplitudes généralement différentes afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation [3].

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

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.

I.3 Constitution générale d'un transformateur

Le transformateur de puissance figure I.1, se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique.

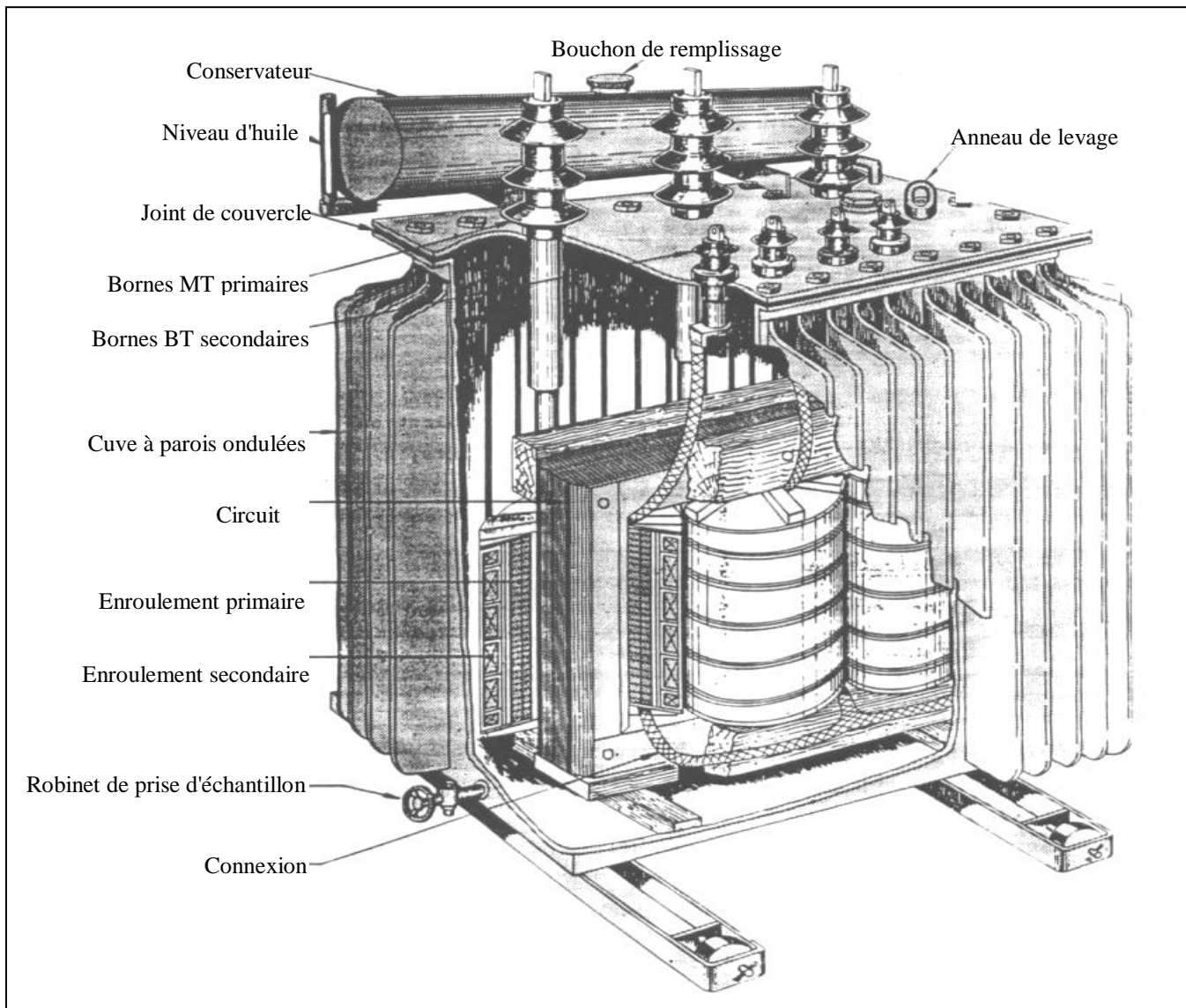


Figure. I.1 Transformateur à Cuve à Radiateur

I.3.1 Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures à savoir [4] [5] :

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

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

I.3.1.1 Type cuirassé

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

I.3.1.2 Type à colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur le noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses afin 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 [6],[7]. 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.

I.3.2 Circuit électrique

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en file de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tels que fibre, mica,etc. [7].

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

I.3.2.1 Bobinage concentrique simple

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

I.3.2.2 Bobinage concentrique double

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

I.3.2.3 Bobinage à galette

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

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

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple.

I.3.3 La cuve

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur [8].

Elle a pour rôles :

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

Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur [9].

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

I.4 Les contraintes

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 [9].

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

I.4.1 Surtension

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.

Les surtensions peut 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 ou 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 persister sur les réseaux de tension supérieure à quelques milliers de Volts, même après disparition de la surtension.

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.

I.4.2 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.

Le court-circuit peut être causé par :

- Installations intérieures : frottement – écrasement – rupture de conducteur contact avec le conducteur voisin ...

- Lignes aériennes : coup de foudre – balancement de conducteur chutés du branches...

- Lignes souterraines : mouvement de terrain – infiltration d'humidité – coup de pioche ...

- Postes : avarie d'un appareil – vieillissement, détérioration ou claquage des isolants [10].

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 [10].

I.4.3 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.

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 conséquence 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.

I.4.4 Les décharges partielles [11]

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[10].

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 haute tension, pouvant entraîner des pannes et des réparations très coûteuses.

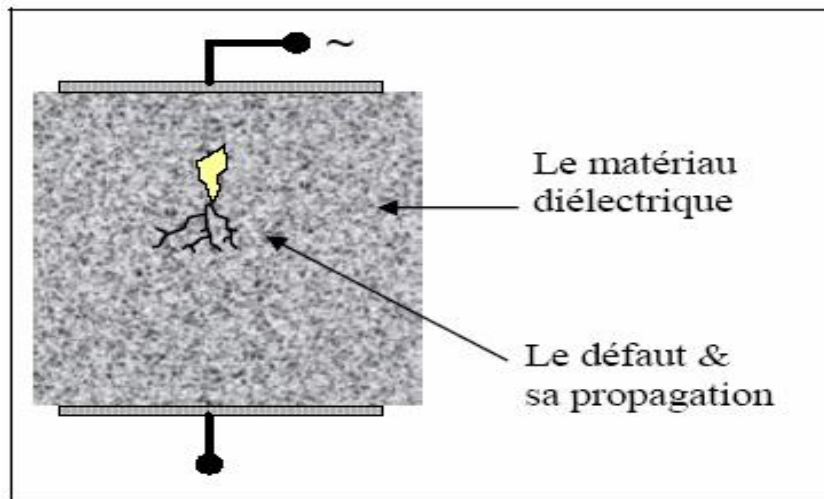


Fig. I.2 Décharge partielle dans un diélectrique

I.5 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.

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

I.5.1 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 [12].

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 [13].

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 ;

I.5.1.1 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 [9]

➤ 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 [14].

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 [14]. 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 [9].

➤ **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 [8]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

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 [15].

➤ **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.

➤ **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 [9].

➤ **La teneur en soufre**

L'huile peut contenir des traces de soufres, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique [16].

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 [13].

➤ **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) [14]. 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 [9].

➤ **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 [13].

I.5.1.2 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 [9].

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

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire [13].

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

- 2 FAL : Furfuraldéhyde le plus significatif
- 5 HMF : 5- Hydroxyméthylfuraldéhyde
- 2 ACF : 2- Furilméthylcétone
- 5 MEF : 5- Méthylfurfuraldéhyde

Généralement les niveaux de furaniques dans les transformateurs sont en dessous de 0.1ppm. Dans des vieux équipements, ils peuvent dépasser 1 ppm, même atteindre 10 ppm.

I.5.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile

I.5.1.3.1 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut

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) [9].

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 (Tableau I-1) [13].

Tableau I-1 Les gaz pour le diagnostic [13]

Type	Gaz	Symbole	Origine
Gaz combustibles	Acétylène	C ₂ H ₂	Il apparaît par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
	Ethylène	C ₂ H ₄	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide.
	Ethane	C ₂ H ₆	Provient de la décomposition thermique de l'huile.
	Hydrogène	H ₂	Il se génère par défauts électriques (décharges) de basse ou de haute énergie.
	Méthane	CH ₄	Généralement il apparaît quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile.
	Monoxyde de Carbone	CO	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
Gaz non combustibles	Anhydride carbonique	CO ₂	
	Azote	N ₂	Pour vérifier la prise d'échantillon.
	Oxygène	O ₂	

I.5.1.3.2 Méthodes d'interprétation des résultats

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connue dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connues sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle de Duval [17].

✓ **Méthode de Rogers**

Rogers a développé cette méthode dans laquelle trois rapports de gaz sont employés (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau I-2. La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau I-3 [17].

Tableau I-2 Code de Rogers [13]

Rapport de gaz		Type de gaz	Rang	Code
A	C_2H_2/C_2H_4	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 1	1
			1 à 3	1
			> 3	2
B	CH_4/H_2	Méthane/hydrogène	< 0,1	1
			0,1 à 1	0
			1 à 3	2
			> 3	2
C	C_2H_4/C_2H_6	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2

Tableau I-3 Interprétation de Rogers [13]

Cas	Défaut typique	A	B	C	Problèmes trouvés
0	Sans défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal à ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO2.
3	Décharges de base énergie, arcs	1 - 2	0	1 - 2	Étincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal.
5	Défaut thermique de base $T < 150^{\circ}\text{C}$	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO2 parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre $150 - 300^{\circ}\text{C}$	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux. Les problèmes ci-dessous sont en règle des températures croissantes des points chauds dans le noyau. Stratifications court-circuitées dans le noyau. Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau.
7	Défaut thermique de T entre $300 - 700^{\circ}\text{C}$	0	2	2	Ces problèmes produisent généralement CO et CO2 parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose
8	Défaut thermique de $T > 700^{\circ}\text{C}$				

✓ **Méthode de CEI 60599**

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs décennies et une expérience considérable est accumulée dans le monde entier pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs.

Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation ci-dessous (Tableau I-4).

Tableau I-4 Interprétation de la CEI60599 [13]

Cas	Défaut typique	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
DP	Décharges partielles	NS*	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de baisse énergie	> 1	0,1 ÷ 0,5	> 1
D2	Décharge d'haute énergie	0,6 ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	> 2
T1	Faute thermique, T < 300 °C	NS*	>1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique 300°C < T < 700°C	< 0,1	> 1	1 ÷ 4
T3	Faute thermique, T > 700°C	< 0,2 **	> 1	> 4

NS* : non significatif quel que soit la valeur

Le Tableau I-5 ci-dessous donne quelque défaut typique pour une recherche plus approfondie des causes de défauts ou de dégradation dans le transformateur.

Tableau I-5 Exemples des Défaits typique

Cas	Défaut Typique	Exemple
DP	Décharge partielle	Décharge dans les cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier, de la sursaturation de l'huile ou de la cavitation, et entraînant la formation de cire-X
D1	Décharge de faible énergie	Étincelle ou arc entre mauvaise connexion à potentielle différent ou à potentielle flottant en provenance d'anneau statique, de tore, de disque ou de conducteur d'enroulement adjacente, de mauvaise soudure ou de boucle fermé dans noyau Décharge entre les pièces de serrages, la traversée et la cuve, la haute tension et le tore dans les enroulements, sur la paroi de cuve. Cheminement dans le calage de bois, la colle des poutres d'isolation, les cales entre enroulements, claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur.
D2	Décharge de forte énergie	Courts-circuits entre basse tension et terre, connecteur, enroulement, traversées et cuve, jeux de barre et cuve, enroulement et noyau, dans le canal de l'huile. Boucle de courant entre deux conducteurs adjacente autour du flux magnétique principale entre des boulons du noyau, des anneaux métalliques serrant le noyau.
T1	Faute thermique, $T < 300^{\circ}\text{C}$	Surcharge de transformateur en situation d'urgence, objet bloqué limitant le passage d'huile dans les enroulements. Flux de fuite dans les poutres de serrage des culasses.
T2	Faute thermique, $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Contact défectueux entre connexion boulonnée (particulièrement entre des barres omnibus en aluminium), contact glissante, contacts à l'intérieur du sélecteur (formation pyrolytique de carbone), connexion entre les câbles et le conducteur de traversée courants de circulation entre pièces de serrage défectueux dans les écrans magnétiques. Isolation endommagée entre conducteurs adjacente parallèles dans les enroulements
T3	Faute thermique, $T > 700^{\circ}\text{C}$	Forts courants de circulations de la cuve et le noyau. Faible courant dans les parois de la cuve créé par un champ magnétique élevé ou compensé.

✓ Méthode de Doernenburg

Les quatre ratios utilisés dans cette méthode sont représentés dans le Tableau I-6 suivant :

Tableau I-6 Code pour les ratios de Doernenburg [13]

Rapport de gaz		Type de gaz	Rang	Code
A	CH ₄ /H ₂	Méthane/hydrogène	< 0,1	5
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
B	C ₂ H ₆ /CH ₄	Ethane/méthane	< 1	0
			> 1	1
C	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Éthylène/Ethane	< 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
D	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Acétylène/Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 3	2

L'analyse de gaz Doernenburg essaye d'identifier les anomalies suivantes :

- Défauts thermique
- Décharge partielle
- Décharge par arc

Présenter dans le tableau d'interprétation suivant (Tableau I-7) :

Tableau I-7 Interprétation de Doernenburg [13]

A	B	C	D	Caractéristiques de défaut
0	0	0	0	Sans défaut, vieillissement normal
5	0	0	0	Décharges partielles de basse énergie ; contrôler les niveaux de CO
0	0	0	1	Décharges partielles de haute énergie ; contrôler les niveaux de CO
0	0	1	>0	Décharges de basse énergie ; contournement sans puissance
0	0	2	>2	Décharges de basse énergie ; crépitement continu à potentiel flottant
0	0	1	0	Décharges de haute énergie ; arc électrique avec perforation de l'isolement et surchauffe des conducteurs
1	0	0	0	Défaut thermique de basse température : <150°C
>0	1	0	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 100 et 200 °C
1	0	1	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 150 et 300 °C. Surchauffe des conducteurs
>0	0	2	0	Défaut thermique de haute température : entre 300 et 700 °C. contacts défectueux, points chauds dans le noyau magnétique, courant de circulation dans le tonneau métallique, etc.

✓ Triangle de Duval

Un point faible des techniques de ratios est qu'elles ne couvrent pas toutes les gammes des données et négligent souvent les données qui sont des rapports en dehors des seuils déterminés dans les tables. Duval a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème [17].

Elle consiste au calcul de pourcentages de concentrations en (ppm) des trois gaz (CH₄, C₂H₄, C₂H₂) par rapport au total (CH₄+C₂H₄+C₂H₂).

Ces pourcentages seront tracés dans un triangle divisé en régions indiquant le type de défaut (Fig. I-3).

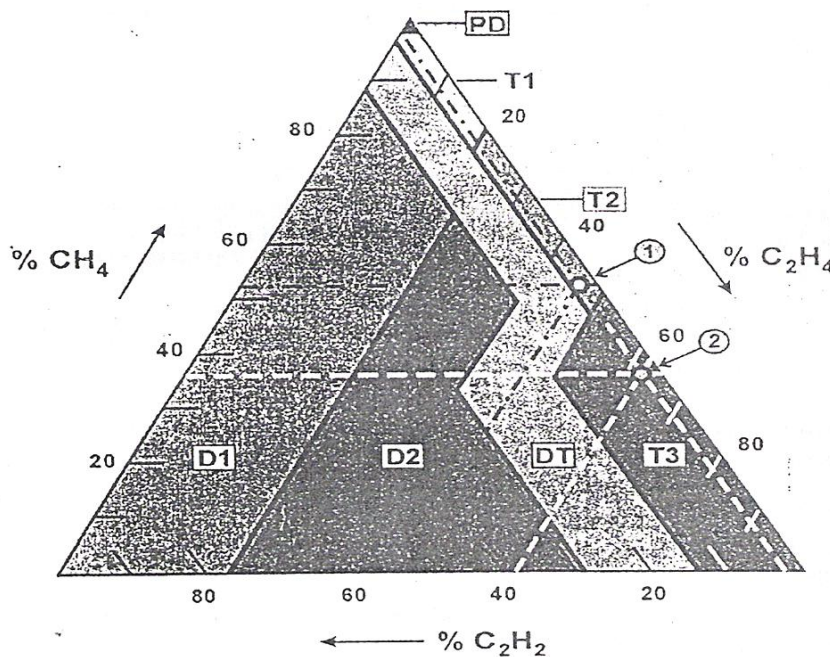


Fig.I-3 Triangle du Duval [13]

PD : Décharge partielle

D1 : Décharge de basse énergie

D2 : Décharge de haute énergie

T 1 : Faute thermique, $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$

T2 : Faute thermique, $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$

T : Faute thermique, $T > 700^{\circ}\text{C}$

DT : Mélange de fautes thermiques et électriques.

I.5.2 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 détecter d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie [9].

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.

I.5.2.1 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.

• Mesure de facteur de perte F.P

L'essai du facteur de perte ou appelé '**tan 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) [9].

• 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.I-4.

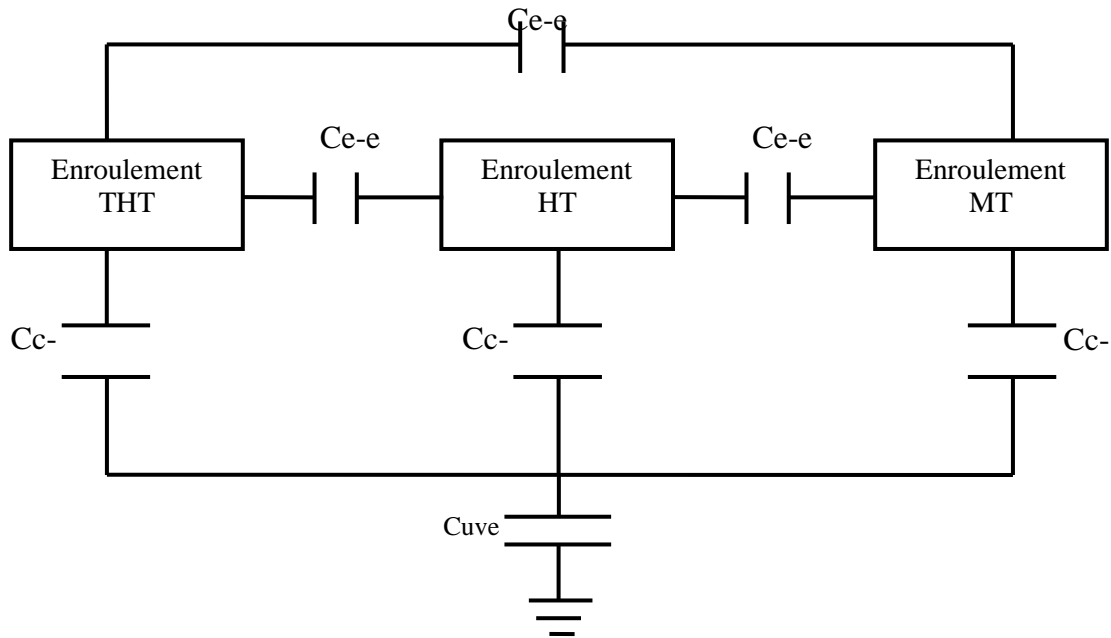


Fig.I-4 Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements

C c-e : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

Ainsi, une variation de la capacité d'isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs Court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage [9].

• 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. I.5 [9].

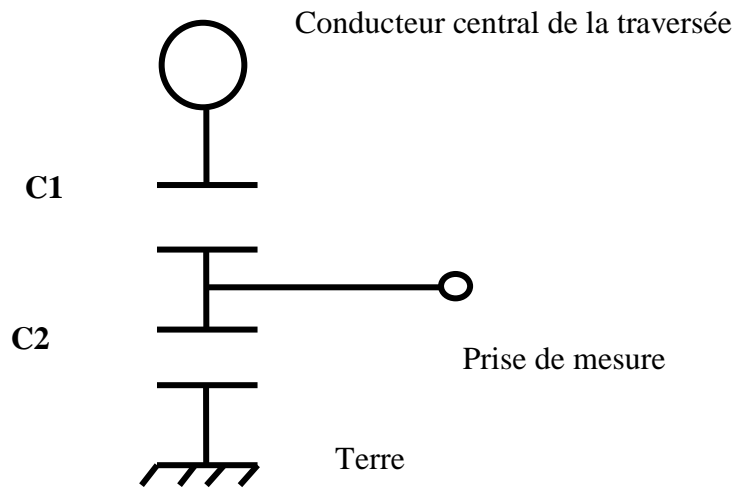


Fig. I-5 Schéma d'une borne de type capacitif

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 [9].

I.5.2.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continu

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

• Principe de mesure

Consiste à court-circuiter toutes 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 [18].

• **Interprétation**

Il existe deux méthodes d'interprétations :

➤ **Le rapport d'absorption**

La mesure dure 1 minute .les lectures R15 et R60 sont respectivement prises 15 et 60 secondes après avoir connecté la tension, et pour comparer avec de future mesures il convient d'enregistrer (outre la résistance) la température, la tension et l'équipement de mesure.

Pour les valeurs de résistance d'isolement obtenues il n'y a pas des critères rigides d'acceptation, cependant comme règle générale aucun enroulement ne devra avoir moins de 200 MΩ et le rapport d'absorption (R_{60}/R_{15}) [13].

➤ **Indice de polarisation**

L'indice de polarisation PI est le rapport entre la mesure de la résistance d'isolement à 10 minutes et la résistance d'isolement à 1 minute [13].

$$R = \frac{R_{10\text{min}}}{R_{1\text{min}}} \quad (\text{II-1})$$

Les critères d'acceptation pour le PI sont :

Tableau I-8 Domaine d'interprétation de PI

Indice polarisation (10 min/ 1 min)	Critère
<1	Dangereux
<1.5	Pauvre
1.5 à 2	Douteux
2 à 3	Acceptable
3 à 4	Bon
>4	Excellent

I.5.3 Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont:

I.5.3.1 Mesure du 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 [9].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer le circuit magnétisé du transformateur [13]

- problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).
- problème associé au 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 [13].

I.5.3.2 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 [9].

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 [13].

I.5.3.3 Mesure de la résistance d'enroulements

La mesure de la résistance à pour objectif de déterminer l'existence 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 [9].

La résistance corrigée est calculé par l'équation II-2 suivante :

$$R_{COR} = R_m \left(\frac{\theta_F + \theta_{ref}}{\theta_F + \theta_m} \right) \quad (II-2)$$

R_m : Résistance mesurée

θ_F : 235 pour le cuivre et 225 pour aluminium

θ_{ref} : Température de référence

θ_m : Température des enroulements

Des valeurs supérieures peuvent indiquer:

- L'existence de court-circuit entre spires.
- Des irrégularités dans les circuits de régulation du transformateur (valeur de la Résistance par prise).
- Des connexions défectueuses.
- Des échauffements anormaux dans les bobines et les conducteurs.

La mesure de la résistance des enroulements doit être effectuée en dernier lieu, puisqu'elle produit des problèmes de magnétisation du noyau en étant effectué l'essai avec du courant continu [13].

I.5.3.4 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.

I.6 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.

Il est alors possible en fonction des résultats d'analyse de gaz dissous dans l'huile, d'identifier la présence d'une anomalie comme un point chaud à haute température, d'évaluer le degré de vieillissement de l'isolation cellulosique et diélectrique et analyser sont degré de contamination.

Les mesures électriques et diélectriques sont à effectuer d'une manière systématique sur les transformateurs afin de connaître leur état et prévenir leurs avaries.

CHAPITRE II :

Modélisation et Technique d'analyse fréquentielle

II.1 Introduction

L'apparition d'un défaut dans le réseau électrique provoque la circulation de forts courants de court-circuit dans le transformateur, induisant des champs parasites dans celui-ci. Ces champs produisent des forces axiales et radiales sur les enroulements du transformateur.

La structure mécanique et les enroulements du transformateur sont donc soumis à de fortes sollicitations mécaniques. Les contraintes imposées aux transformateurs de puissance peuvent entraîner des déformations mécaniques ou des défauts dans leurs enroulements et leurs noyaux magnétiques [19]. Le diagnostic efficace de ce type de déformation peut être mis en évidence grâce à l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) des enroulements du transformateur.

Le présent chapitre a pour objet de présenter les principaux modèles de transformateurs qui existent dans la littérature et la méthode de diagnostic basée sur la FRA, son principe, les moyens utilisés, la méthode de mesure et la façon d'interpréter les résultats.

II.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance

En vue d'étudier les phénomènes physiques dans les transformateurs, nous présentons les principaux modèles de transformateurs qui existent dans la littérature.

II.2.1 Modèle de Morched

Ce modèle est utilisé dans EMTP (Electro Magnetic Transients program) pour modéliser le transformateur en haute fréquence [20]. Supposons un transformateur de 'n' bornes (y compris HT et BT), l'équation matricielles qui relie les tensions et les courants des bornes est (II-1) ou sous la forme réduite (II-2).

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.1})$$

$$[Y][V]=[I] \quad (\text{II.2})$$

Avec [Y] : matrice admittance, dont les éléments sont complexes et dépendants de la fréquence.

La figure II.1 présente le modèle d'un transformateur :

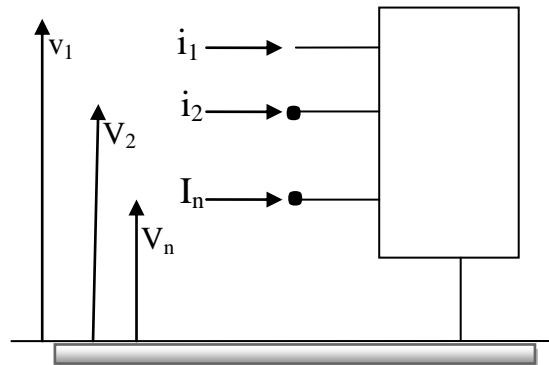


Fig. II.1 Modèle d'un transformateur considéré comme une boîte noire de n bornes

Dans ce modèle, chaque élément de la matrice des admittances est approximé avec une fonction rationnelle qui a les pôles et les zéros réels et complexes conjugués. Ensuite ces fonctions rationnelles seront synthétisées par des circuits R, L, C comme dans la fig. (II.2)

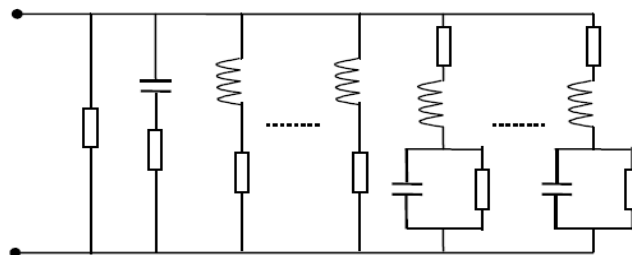


Fig. II.2 Circuit équivalent pour un élément de la matrice d'inductances.

Ensuite le circuit équivalent sera établi pour pouvoir être introduit dans EMTP. Cependant, pour réduire le calcul, ce modèle a fait une hypothèse simplificatrice en considérant que la matrice [Y] est symétrique, ce qui n'est pas toujours valable. De plus, une autre difficulté provient de la détermination des éléments de la matrice [Y] qui est aussi compliquée lorsqu'elle est réalisée en haute fréquence. L'avantage de ce modèle est qu'il permet de modéliser tous les types de transformateurs à condition d'avoir les valeurs de la matrice admittance.

II.2.2 Modèle de Leon

Dans leurs travaux, Leon et Semlyeh [19] [21], ont présenté le développement d'un modèle du transformateur de puissance en haute fréquence. Ce modèle permet de modéliser en détail les enroulements et le noyau. Pour les enroulements, les éléments suivants sont calculés :

- ➔ Une matrice d'inductances de fuite entre les paires de spires (ou sections/galettes).
- ➔ Une matrice de capacités entre spires (ou sections/galettes) et entre les spires et les masses.
- ➔ Une matrice de résistance, qui dépend de la fréquence et qui tient compte des courants de Foucault.

Pour chaque colonne du circuit magnétique du transformateur, un système de trois matrices est calculé et puis transformé sous forme d'une équation d'état. Ensuite un circuit de Foster en série fig. (II.3) sera élaboré à partir de cette équation pour approximer la caractéristique de l'enroulement sur chaque colonne.

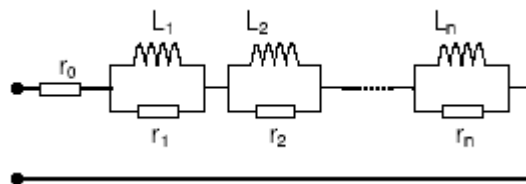


Fig. II.3 Circuit de Foster en série

Pour le noyau, l'effet des courants de Foucault est modélisé par un circuit de Cauer, fig. (II.4) [21].

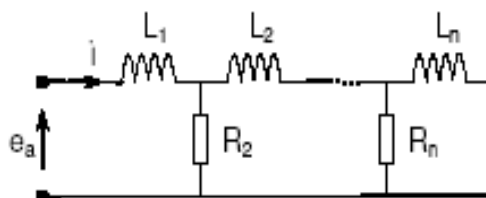


Fig. II.4 Modèle de Cauer pour le noyau de fer.

Ce modèle, qui ne tient pas compte de l'inductance mutuelle dans l'air entre les enroulements, permet quand même de modéliser le transformateur par un circuit équivalent. Pourtant, il est encore assez compliqué en raison des calculs analytiques et des transformations en circuit équivalent.

II.2.3 Modèle de Chimklai [22].

Dans ce modèle, les auteurs ont proposé une méthode simple pour modéliser un transformateur de puissance [22]. Ce modèle Fig. (II.5) se base sur le modèle classique (à 50Hz) du transformateur. Ensuite pour modéliser le transformateur en HF, les capacités et les circuits R, L, C, sont synthétisés par les mesures et ajoutés dans le circuit du modèle classique. En effet, chaque circuit rajouté représente un phénomène qui se produit en HF. Les capacités représentent les phénomènes électrostatiques de l'enroulement, les circuits R, L, C, représentent les phénomènes magnétiques dans le noyau de fer...etc.

Cette idée est la base pour établir plusieurs modèles qui sont développés par la suite. Cette méthode de modélisation d'un transformateur est à la fois très simple et efficace.

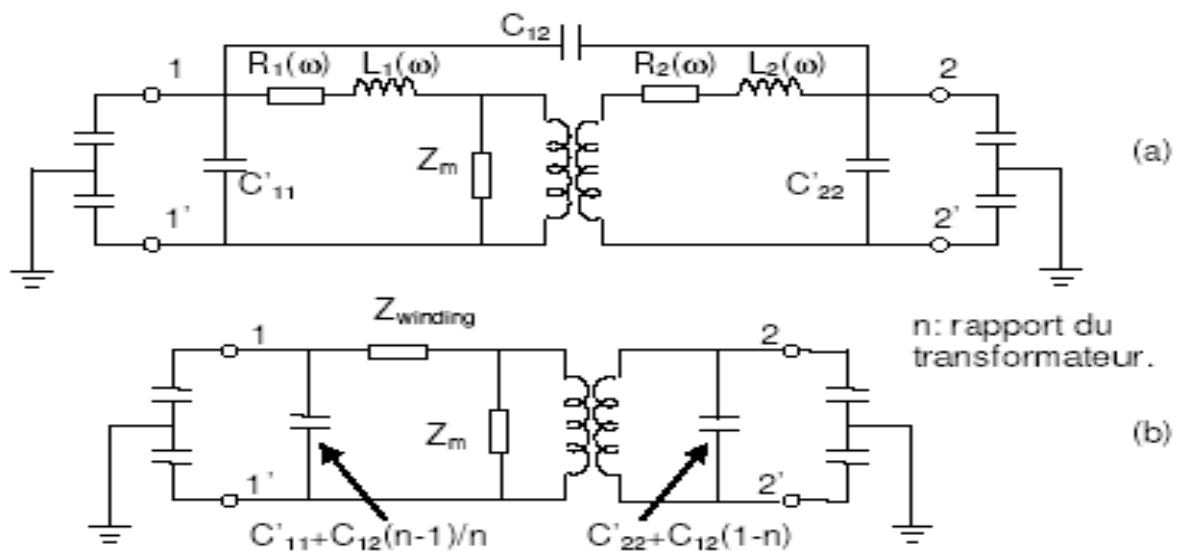


Fig. II.5 Modèle du transformateur de Chimklai :

a)- circuit d'origine. b)- circuit simplifié.

Dans ce travail l'auteur se base sur un modèle classique à 50Hz, qui comporte un transformateur idéal, la résistance et l'inductance de l'enroulement, et l'impédance magnétisante. L'extension à un modèle HF se réalise par :

➔ La considération de la dépendance en fréquence de la résistance et de l'inductance de l'enroulement, dite l'impédance de l'enroulement ($Z_{winding}$) comme dans la Fig. (II.6).

Cette impédance est synthétisée par une méthode d'approximation non linéaire pour un circuit RLC.

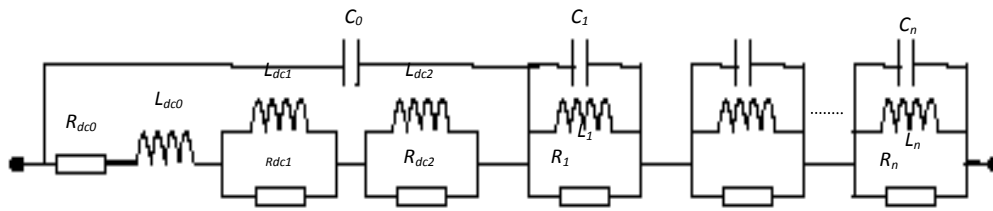


Fig.II.6 Impédance de l'enroulement (Zwinding)

➔ Le rajout d'un système de capacités dont les capacités entre enroulements, les capacités entre enroulement et la masse, et celles entre les spires d'un enroulement. Elles sont toutes supposées constantes dans la gamme de fréquence étudiée. Toutes ces capacités sauf la capacité entre les spires d'un enroulement, peuvent être divisées en deux et dont chaque partie est connectée à une extrémité de l'enroulement.

L'étude constitue une bonne base pour développer la modélisation du transformateur. Pourtant, elle présente encore des limites : les phases sont symétriques et la fréquence jusqu'à laquelle le modèle reste valable étant de 100 kHz.

II.2.4 Modèle de Gustavsen

Ce modèle suit le principe de celui de Morched, en considérant le transformateur comme une boîte noire [13][23]. La différence est la méthode d'approximation des éléments de la matrice d'inductance. Dans ce modèle les auteurs ont développé une méthode dite « vector fitting » pour approximer chaque élément par un circuit R, L, C équivalent.

Les avantages et les inconvénients de ce modèle restent les mêmes que ceux du modèle de Morched, c'est la difficulté des mesures pour obtenir la matrice d'inductance qui est très délicate en haute fréquence.

II.2.5 Modèle d'Andrieu [23] [24]

Andrieu et al ont développé un modèle de transformateur de distribution triphasée à deux enroulements par des principes comme dans le modèle de Chimklai Fig. (II.7) Pour modéliser un transformateur en HF, les phénomènes suivants sont pris en compte :

- ➔ les capacités.

- ➔ les résonances dans l'enroulement HT.
- ➔ l'impédance de l'enroulement de BT, dépendant de la fréquence (Z_{cc}).

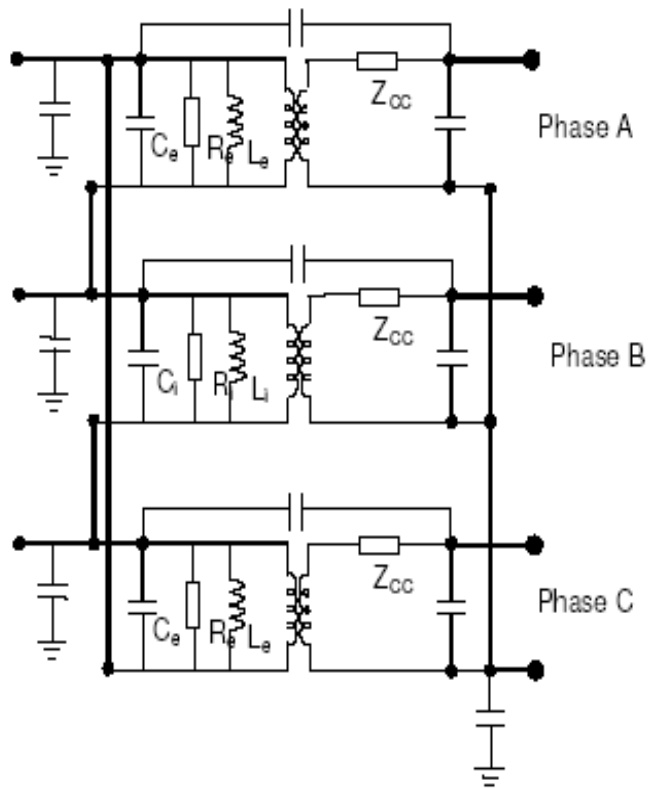


Fig.II.7 Modèle d'Andrieu.

Les auteurs ont également proposé une procédure, dans laquelle les mesures nécessaires sont fixées pour développer un modèle en HF. Ces mesures sont les mesures des capacités, les mesures des grandeurs électriques en court-circuit et en circuit ouvert. Mais la fréquence limite dans laquelle le modèle est valable reste inférieure à 1MHz. Pour une fréquence plus haute on constate des désaccords entre le résultat de la simulation et la mesure.

Le circuit équivalent de l'impédance Z_{cc} est montré dans la fig. (II.8):

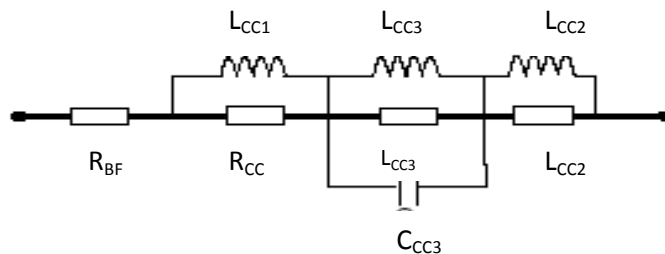


Fig.II.8 Circuit équivalent de Z_{cc} .

II.2.6 Modèle de Noda [25]

Noda a montré le développement d'un modèle de transformateur de puissance en HF. Ce modèle suit le même principe que celui de Chimklai. Donc à partir du modèle à 50Hz, en HF il tient compte :

- Des capacités entre les enroulements et entre les enroulements et la masse (C_{s1} , C_{s2} , C_{sm}).
- De l'effet de peau du conducteur et du noyau (Z_{skin}).
- Des résonances créées par les inductances de l'enroulement et capacités entre les spires (Y_1 , Z_1).

Chaque phénomène sera représenté par un circuit équivalent. Le modèle complet est montré dans la Fig. (II.9) :

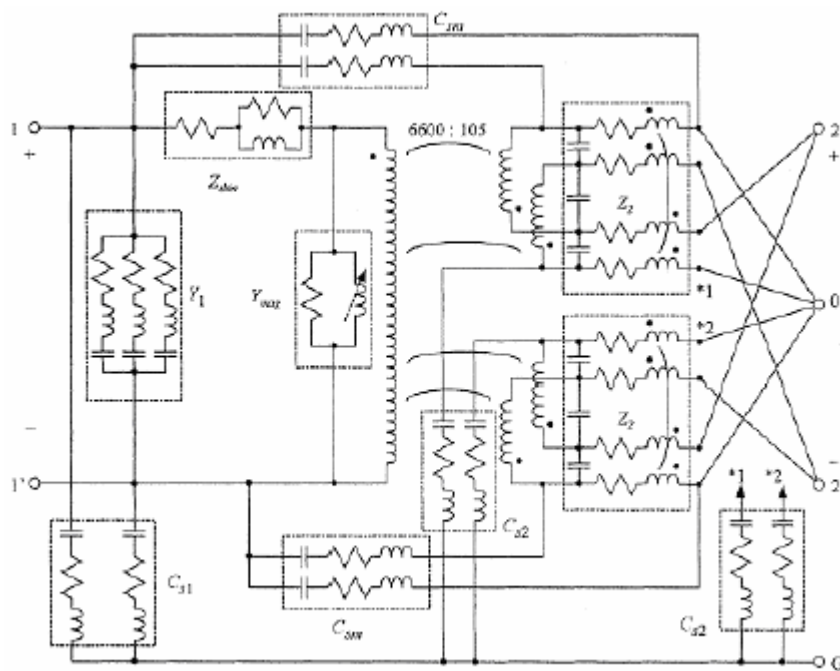


Fig. II.9 Modèle de Noda.

Ce travail a donné un bon résultat sur la modélisation du transformateur en HF. Il a mis en œuvre des méthodes simples pour synthétiser les circuits équivalents représentant les phénomènes comme les résonances, ou les transit par voie de capacités. Mais en raison de la structure particulière monophasée, la disposition particulière de l'enroulement BT (divisé en quatre), le modèle reste encore difficile à appliquer.

II.2.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles

Parmi ces types de modèle, c'est ce modèle qui a été utilisé dans notre travail.

On peut assimiler le comportement d'un enroulement soumis à une onde de choc à celui d'un système de capacités et d'inductances [26].

Ces modèles mathématiques utilisent un réseau équivalent de résistances, inductances et capacités. Le coût et la précision des résultats dépendent du degré de raffinement atteint dans la représentation du bobinage et des méthodes numériques de simulations mises en œuvre.

Le transformateur est discrétisé par spires, par galettes ou par des bobinages que l'on appellera éléments. Chaque élément est représenté par sa résistance et son inductance propre qui est couplée mutuellement avec les autres éléments. Entre les éléments, il existe des capacités de couplage et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse, Fig. (II.10).

Quel que soit le type de représentation, les paramètres correspondant à chaque élément sont calculés en fonction des caractéristiques géométriques et diélectriques de bobinage ainsi que des caractéristiques géométriques et magnétiques du noyau.

Ce modèle est le plus répandu et utilisé à l'heure actuelle. Cependant le nombre de paramètres à calculer est important [27]. Le schéma est modifié, plus au moins, selon l'intérêt de chaque étude dont les paramètres sont déterminés, soit par la mesure, soit par des calculs analytiques directs de la géométrie [26].

Un autre modèle assez simple est basé sur un circuit essentiellement composé d'inductances, de capacités et de résistances en parallèles qui représentent les pertes. Les résistances sont omises. A travers l'analyse du fonctionnement de plusieurs transformateurs, les auteurs ont pu estimer les pertes par courant de Foucault par des résistances en parallèles avec les inductances de fuites et empiriques dépendant de la configuration du transformateur choisie [26].

La configuration du transformateur choisie est représentée par la figure II.10

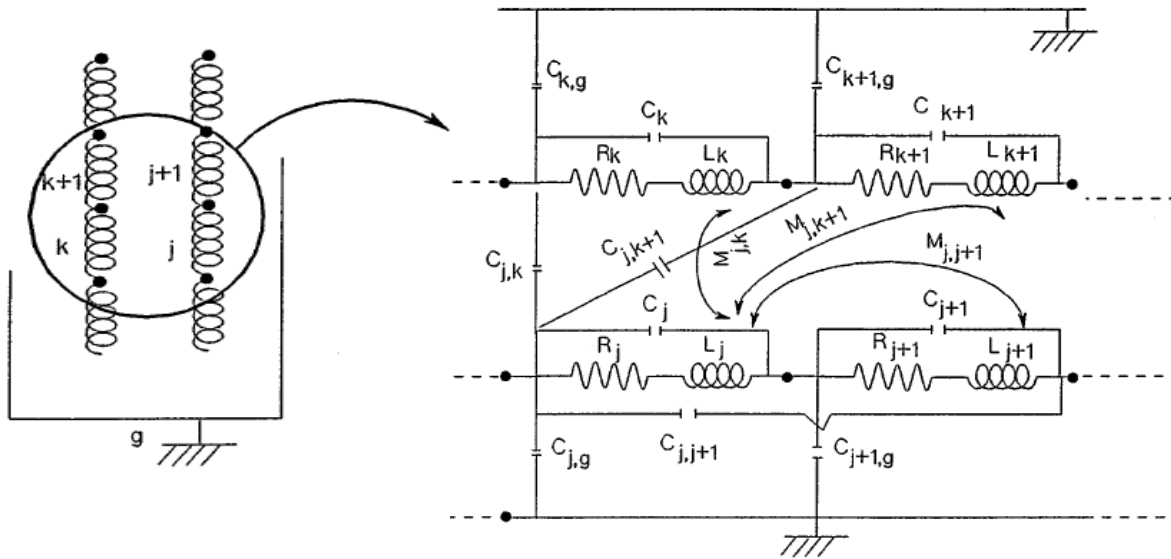


Fig. II.10 couplage de l'élément j avec les autres éléments.

II.3 Analyse de la réponse en fréquence (FRA)

L'analyse de la Réponse en fréquence est un outil puissant et sensible pour évaluer l'intégrité mécanique et géométrique de base, des enroulements et du circuit magnétique dans les transformateurs de puissance, par la mesure de leurs fonctions de transfert sur une large gamme de fréquences.

II .3.1 Principe de la méthode

Un transformateur comprend un grand nombre de capacités, d'inductances et de résistances; un circuit très complexe (Fig. II.11) qui génère une empreinte digitale ou signature unique lorsque des signaux sont injectés à des fréquences discrètes, et que des réponses sont représentées sous forme de courbe [24].

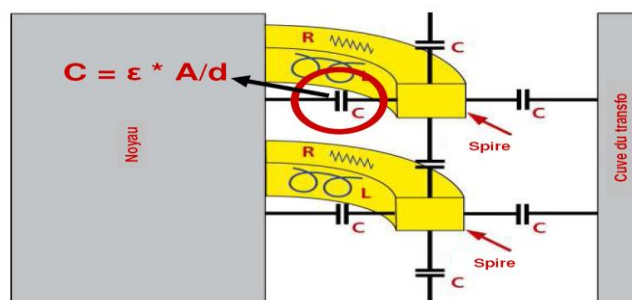


Figure II.11 Modèle d'un enroulement de transformateur

La capacitance est déterminée en fonction de la distance entre les conducteurs. Les mouvements dans l'enroulement seront donc déterminés en fonction des capacitances [22].

Le principe de fonctionnement est d'injecter un signal d'excitation électrique sur l'un des enroulements et de mesurer le signal de réponse sur une large plage de fréquence (Méthode de balayage en fréquence). Le rapport de ces deux signaux donne la réponse exigée. Ce rapport s'appelle la fonction de transfert du transformateur à partir duquel la grandeur et la phase peuvent être obtenues.

II.3.2 Objectifs des mesures par FRA

Le principal intérêt des mesures par FRA sur les transformateurs est de détecter des déformations des enroulements qui peuvent résulter des forces électromagnétiques très importantes qui s'exercent du fait des surintensités apparaissant au moment de défauts directs, de défauts dans le régleur, de mauvaises synchronisations [23].

La déformation d'un enroulement peut finalement provoquer un défaut dans le transformateur par suite d'une détérioration de l'isolement entre spires, chose qui provoque la diminution de la tenue diélectrique et aboutir à des spires court-circuitées. En outre, tout desserrage de la fixation d'un enroulement, suite à un amincissement de l'isolation du au vieillissement, augmente le risque de défaut par diminution de la tenue mécanique des assemblages de l'enroulement [23].

En plus du diagnostic des défauts à la suite de court-circuit, on remarque un intérêt croissant qui porte à la détection avant l'apparition de la panne, au moment des inspections programmées, de défauts liés à des déformations des enroulements, c'est à dire l'évolution de l'état mécanique permettant d'apprécier la fiabilité escomptée des transformateurs, en terme de susceptibilité accrue à des courts circuits futurs .

Un intérêt se manifeste également dans les mesures par FRA pour la détection de tout autre problème conduisant à une modification de la répartition des inductances et des capacités dans les transformateurs, par exemple des défauts sur le noyau ou des défauts de mise à la terre du noyau ou des écrans.

Une autre application des mesures par FRA est le contrôle de l'intégrité mécanique d'un transformateur après transport, fournissant un moyen fiable de confirmer que les assemblages du noyau et des enroulements n'ont subi aucune détérioration malgré les secousses répétée en cours de transport [23].

Les mesures par FRA peuvent donner des informations sur la tenue des structures géométriques des enroulements.

II.3.3 Quand faut-il faire un test FRA ?

Généralement les mesures sur les transformateurs sont recommandées [24] [25].

- Avant et après chaque transport
- Après chaque défaut à forte énergie, soit à l'intérieur du transfo ou traversant (défaut réseau proche)
- 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
- Essai d'usine

II.3.4 Type d'essais par FRA

Les principaux types d'essais par FRA sont :

II.3.4.1 Essais entre extrémités :

On injecte le signal tour à tour à une extrémité de chaque enroulement et l'on mesure le signal à l'autre extrémité (Fig. II.12) [24].

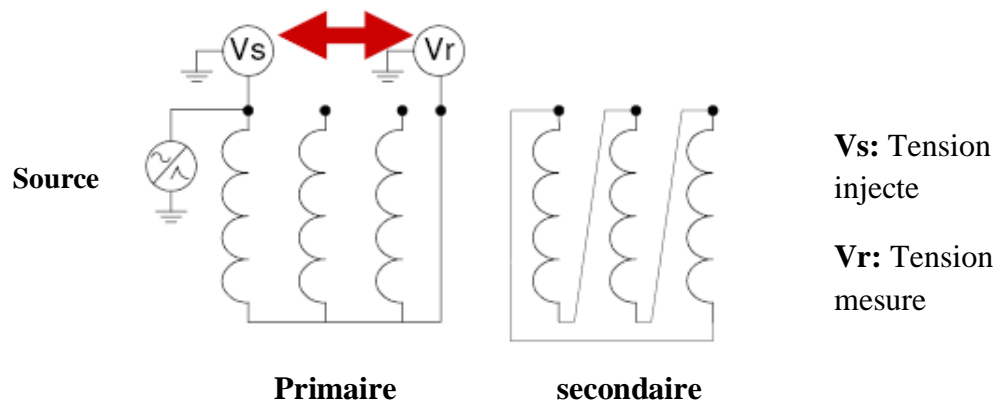


Figure II.12 Essai entre extrémités

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

II.3.4.2 Essais en court-circuit

Cet essai ressemble à la mesure entre extrémités mais avec un enroulement court-circuité sur la même phase voir (Fig. II.13) [24], de telles mesures permettent d'éliminer l'influence du noyau en dessus de 10-20 KHz environ du fait que la réponse en fréquence basse est caractérisée par l'inductance de fuite au lieu de l'inductance de magnétisation. La réponse pour des fréquences plus élevées est similaires à celle que l'ont obtient en utilisant la mesure entre extrémité.

L'enroulement en court-circuit peut être laissé au potentiel flottant ou bien être mis à la terre. Pour les transformateurs triphasés, il ya deux niveaux de variations, soit avec un court-circuit par phase soit avec un court-circuit triphasé. En outre, les essais de court-circuit entre extrémités peuvent être réalisés en raccordant la source soit à l'extrémité coté phase, soit à l'extrémité coté neutre [23].

On peut effectuer cet essai si l'on veut obtenir des informations concernant l'impédance de fuite à basse fréquence, ou à éliminer certaines incertitudes liées à l'analyse de l'influence du noyau lorsqu'il existe un magnétisme résiduel [23].

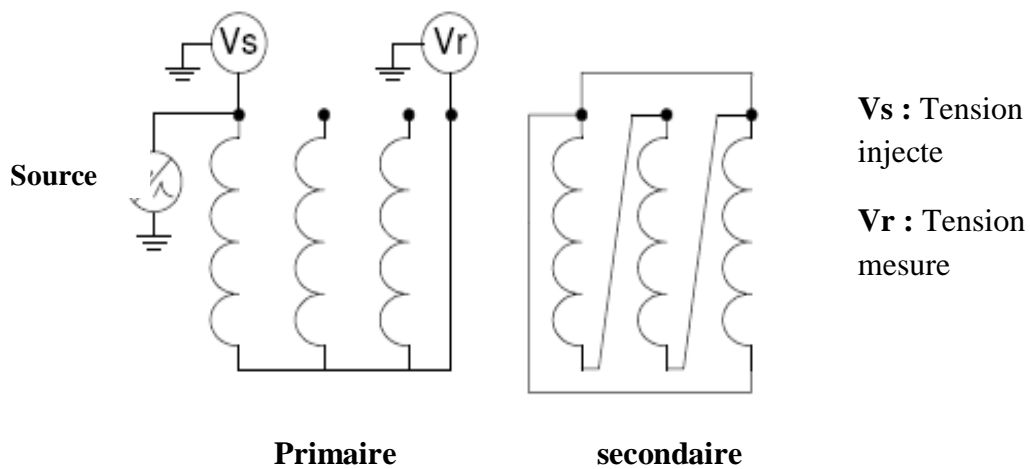


Figure. II.13 Essai en court-circuit

II.3.4.3 Essai capacitif entre enroulements

On applique le signal à une extrémité d'un enroulement et l'on mesure la réponse à une extrémité d'un autre enroulement de la même phase (non relié au premier) (Fig. II.14) [24].

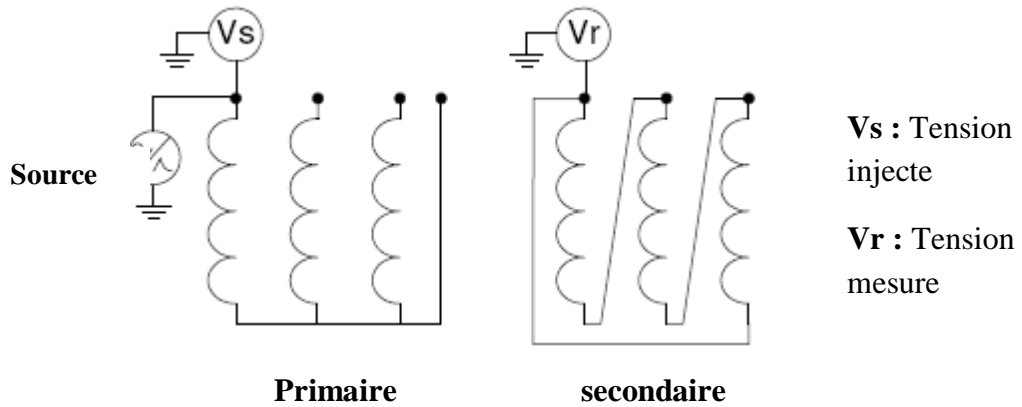


Figure .II.14 Essai capacitif entre enroulements

II.3.4.4 Essai inductif entre enroulements

On injecte le signal sur une borne coté HT, et l'on mesure la réponse sur la borne correspondante coté BT, les autres extrémités des deux enroulements étant reliées à la terre (Fig. II.15) [24].

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

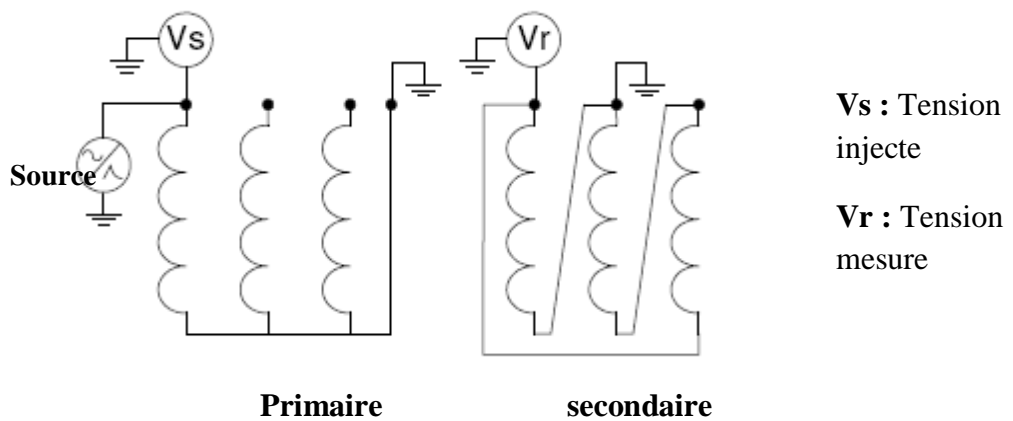


Fig. II.15 Essai inductif entre enroulements

II.3.5 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:

II.3.5.1 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 [19].

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.

L'équipement standard FR Analyzer permet d'effectuer des mesures de la fonction de transfert de tension, par balayage de la fréquence [19].

Le FR Analyzer inclut un signal source DDS (synthèse numérique directe), de niveau et de fréquence réglables, pour exciter l'enroulement du transformateur, deux récepteurs assurant le traitement de la réponse de l'enroulement et un microcontrôleur. Un convertisseur d'alimentation CC génère les tensions d'alimentation des circuits concernés [19].

II.3.5.2 Connecteurs et commandes

Le FR Analyzer présente les connecteurs et les commandes suivants [22] :

En face avant (Fig II.16):

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



Fig. II.16 Vue de la face avant du FR Analyzer

En face arrière (Fig. II.17):

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

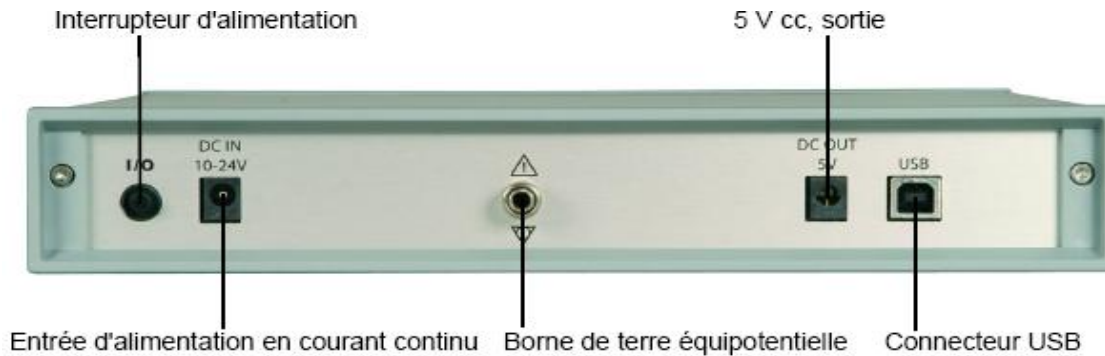


Fig. II.17 Vue de la face arrière du FR Analyzer

II.3.5.3 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 [23].

Pour diminuer l'inductance, il est recommandé d'avoir des rallonges de câbles aussi courtes que possible (sans faire de boucles) (voir Fig. II.18) et d'utiliser des tresses plates (de 20 mm de large au minimum) au lieu de fils [23].

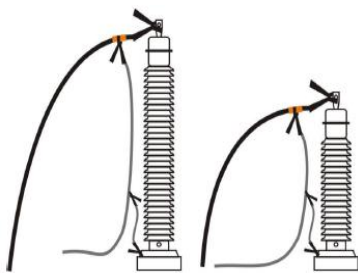


Fig. II.18.a : Bon raccordement à la terre

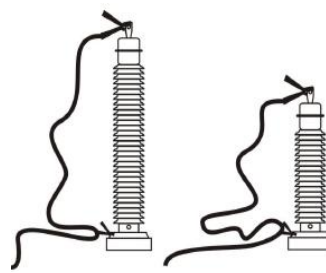


Fig. II.18.b : Mauvais raccordement à la terre

II.3.6 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 :

II.3.6.1 Consignation du transformateur

Avant de raccorder un câble de test quelconque au transformateur à tester, observez toujours les règles de sécurité suivantes [19] :

- 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 FR Analyzer, ou les accessoires.

II.3.6.2 Mise en service du FR Analyzer

La procédure de mise en service du FR Analyzer se déroule comme suit [19] :

- Raccordez respectivement les câbles coaxiaux jaune, rouge et bleu aux connecteurs OUTPUT, REFERENCE et MEASUREMENT du FR Analyzer (Fig. II.19).



Fig. II.19 Connexion des câbles coaxiaux

- Raccordez le câble de terre à la borne de terre équipotentielle en face arrière du FRAnalyzer, et pincez son autre extrémité à la cuve du transformateur (Fig. II.20).

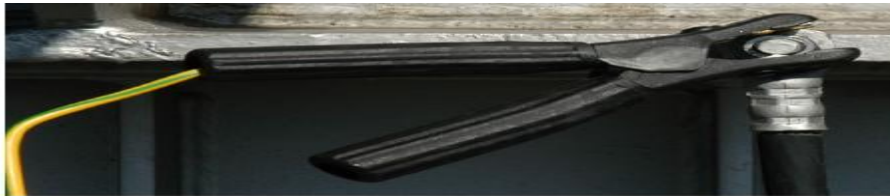


Fig. II.20 Raccordement à la terre du FR Analyzer

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

II.3.6.3 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.

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).

II.3.6.4 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 [19] :

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. II.21).



Fig. II.21 Raccordement de la pince pour borne de traversée aux câbles coaxiaux jaune et rouge

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 (Fig. II.22).

Si nécessaire, utiliser la gaine isolante livrée pour éviter tout contact électrique entre la tresse en aluminium et le transformateur.



Fig. II.22 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 (Fig.II.23)



Fig .II.23 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.

II.3.7 Méthodes d'interprétation

II.3.7.1 Interprétation Méthodologique

La FRA est une méthode comparative pour évaluer l'état des transformateurs de puissance. Pour évaluer les résultats de FRA, on compare, généralement par une simple observation visuelle des courbes, les informations actuelles avec les informations de référence [24].

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 testés séparément

II.3.7.2 Domaine de fréquence pour les interprétations

Le Tableau II-1 montre le domaine d'interprétation de FRA compte tenu des limites venant de la géométrie des installations d'essai et de certaines conditions d'incertitude liées à des flux rémanents.

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

Tableau. II-1 Domaines typiques d'interprétation de FRA

$f < 2000 \text{ Hz}$	Déformations du noyau, magnétisme résiduel
$2000 \text{ Hz} < f < 20 \text{ kHz}$	Court-circuit entre spires, circuits ouverts.
$20\text{kHz} < f < 200 \text{ kHz}$	Déplacements relatifs entre les enroulements.
$200\text{kHz} < f < 2 \text{ MHz}$	Déformations propres de l'enroulement.
$2 \text{ MHz} < f < 10 \text{ MHz}$	Disposition de couplages et câbles de mesure.

I.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les divers modèles actuels de transformateur et la méthode de diagnostic basée sur la FRA.

Le modèle que nous avons jugé plus convenable pour notre étude est celui basé sur les inductances propres et mutuelles, car il permet de traduire les différents phénomènes qui se produisent le long des enroulements du transformateur.

Ce modèle sera retenu dans notre travail afin de modéliser des transformateurs de grande puissance et étudier leurs comportements internes (répartition de la tension le long de l'enroulement, le gradient de tension, fréquences de résonance...). Cependant, il est important de trouver de bonnes procédures dans le calcul des paramètres du modèle afin d'avoir une bonne précision dans les résultats. Cette procédure fait l'objet du troisième chapitre.

CHPITRE III :
Procédure de Calcul des
paramètres

III.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de présenter le modèle du transformateur de puissance adopté en tenant compte des équations mathématiques du schéma équivalent dit traditionnel du transformateur sans tenir compte du noyau magnétique. Ensuite on présente la procédure de calcul des paramètres des enroulements du transformateur de puissance en vue d'une étude du comportement de ce dernier en régime transitoire.

III.2 Modèle adopté pour le transformateur sans la prise en compte du noyau

Heller et Veverka [28], ont assimilé le comportement d'un enroulement de transformateur soumis à une onde de choc à celui d'un système de condensateurs et d'inductances. Ces modèles mathématiques utilisent un réseau équivalent de résistances, d'inductances et de capacités. Le coût et la précision des résultats dépendent du degré de raffinement dans la représentation du bobinage et des méthodes numériques de simulation mises en œuvre.

On discrétise l'enroulement par un ensemble fini de spires ou galettes ou par des bobinages que l'on appellera éléments. Chaque élément est représenté par sa résistance et son inductance propre qui est couplée mutuellement avec les autres inductances. Entre les éléments, il existe des capacités de couplages et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse, comme on l'a montré sur la Fig.III.1. La Fig.III.1 représente le schéma équivalent aux deux enroulements HT et BT.

Quel que soit le type de représentation, les éléments sont calculés en fonction des caractéristiques géométriques et diélectriques du bobinage ainsi que des caractéristiques géométriques du noyau magnétique.

En HF, même si nous négligeons l'effet non linéaire du noyau, la modélisation du transformateur reste plus complexe par rapport à celle à 50 Hz. De nombreux travaux ont été réalisés pour essayer de trouver un modèle unique du transformateur, mais cet objectif est loin d'être atteint en raison de plusieurs phénomènes à savoir :

- ✓ Effets des courants de Foucault dans le noyau et dans les conducteurs de l'enroulement ;
- ✓ Actions des capacités apparaissant entre les spires et entre les spires et la masse ;
- ✓ Possibilités de phénomènes de résonances.

Le schéma équivalent du transformateur sans l'influence du noyau est représenté par la figure III.1

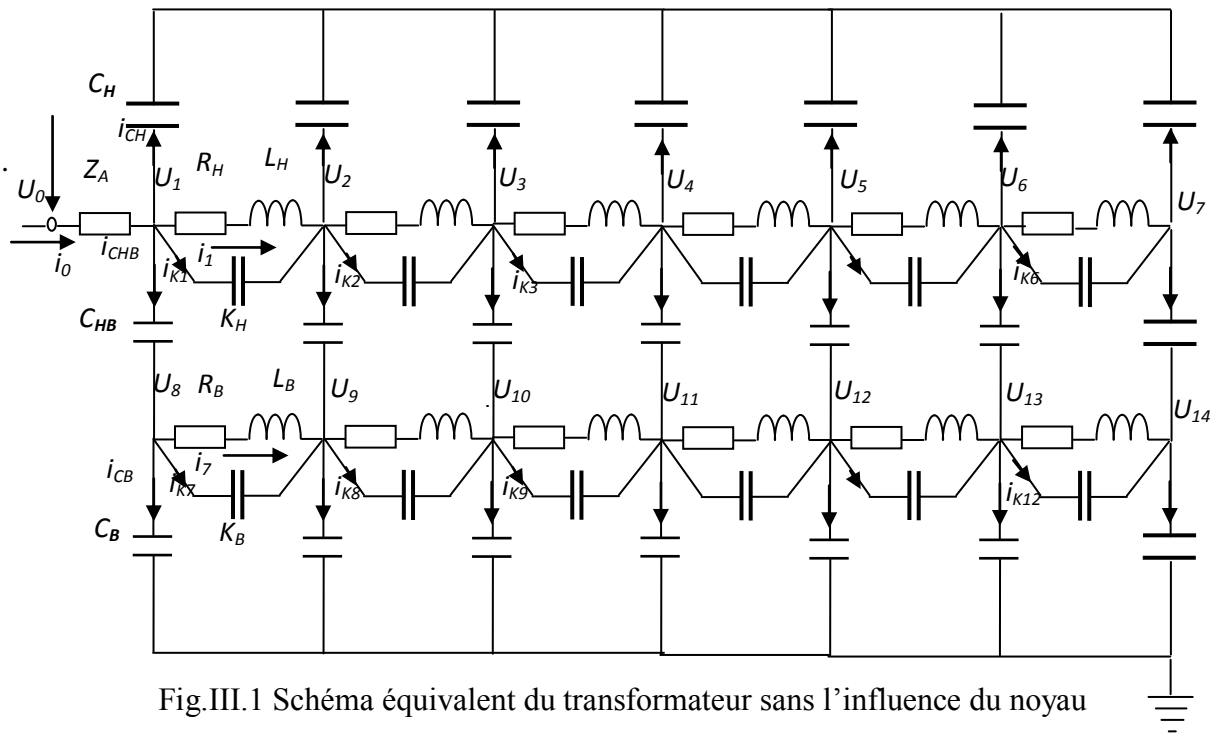


Fig.III.1 Schéma équivalent du transformateur sans l'influence du noyau

Sur le schéma de la figure III.1, l'impédance caractéristique de la phase A de la ligne côté HT (on a représenté seulement la phase A) est notée Z_A . Chaque enroulement, est subdivisé en éléments connectés en série [29]. Les résistances, les inductances propres, les capacités transversales (par rapport au noyau, à la cuve et entre les enroulements) et les capacités longitudinales sont représentées respectivement par les lettres R, L, C et K (le schéma équivalent traditionnel ne tient pas compte du noyau). Les paramètres du schéma de calcul du transformateur (Fig. III.1), sont déterminés directement à partir de la géométrie du transformateur [28] [30].

III.2.1 Equations du schéma équivalent adopté

L'application des lois de Kirchhoff au circuit représenté sur la figure III.1 nous permet d'élaborer les équations aux tensions et aux courants des enroulements HT et BT, ici on donne un exemple d'un enroulement discrétisé en 6 éléments et le raisonnement serait le même pour une discrétisation en n éléments, cependant le choix est limité à 6 puisque après ce nombre la précision de calcul reste sensiblement constante [23] [30].

III.2.1.1 Equations des tensions

u_0 et i_0 sont respectivement la tension appliquée et le courant à l'entrée de l'enroulement soumis à cette dernière.

$$u_0(t) = U_{Max} \sin \omega t \quad \text{avec} \quad U_{Max} = 2\sqrt{2} \quad (\text{III.1})$$

$$u_0 - u_1 = Z_A i_0 \quad (\text{III.2})$$

➤ Equations des tensions pour l'enroulement HT

Les équations différentielles des tensions pour l'enroulement HT du transformateur subdivisé en 6 éléments, sont:

$$u_1 - u_2 - R_H i_1 = L_H \frac{di_1}{dt} + M_{H12} \frac{di_2}{dt} + M_{H13} \frac{di_3}{dt} + M_{H14} \frac{di_4}{dt} + M_{H15} \frac{di_5}{dt} + M_{H16} \frac{di_6}{dt} - M_{HB17} \frac{di_7}{dt} - M_{HB18} \frac{di_8}{dt} - M_{HB19} \frac{di_9}{dt} - M_{HB110} \frac{di_{10}}{dt} - M_{HB111} \frac{di_{11}}{dt} - M_{HB112} \frac{di_{12}}{dt}$$

$$u_2 - u_3 - R_H i_2 = M_{H21} \frac{di_1}{dt} + L_H \frac{di_2}{dt} + M_{H23} \frac{di_3}{dt} + M_{H24} \frac{di_4}{dt} + M_{H25} \frac{di_5}{dt} + M_{H26} \frac{di_6}{dt} - M_{HB27} \frac{di_7}{dt} - M_{HB28} \frac{di_8}{dt} - M_{HB29} \frac{di_9}{dt} - M_{HB210} \frac{di_{10}}{dt} - M_{HB211} \frac{di_{11}}{dt} - M_{HB212} \frac{di_{12}}{dt}$$

Généralisation

Pour $1 \leq k \leq 6$

$$u_k - u_{k+1} - R_H i_k = L_H \frac{di_k}{dt} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^6 M_{km} \frac{di_m}{dt} - \sum_{m=7}^{12} M_{HBkm} \frac{di_m}{dt} \quad (\text{III.3})$$

➤ Equations des tensions pour l'enroulement BT

$$u_8 - u_9 - R_B i_7 = -M_{HB71} \frac{di_1}{dt} - M_{HB72} \frac{di_2}{dt} - M_{HB73} \frac{di_3}{dt} - M_{HB74} \frac{di_4}{dt} - M_{HB75} \frac{di_5}{dt} - M_{HB76} \frac{di_6}{dt} + L_B \frac{di_7}{dt} + M_{B78} \frac{di_8}{dt} + M_{B79} \frac{di_9}{dt} + M_{B710} \frac{di_{10}}{dt} + M_{B711} \frac{di_{11}}{dt} + M_{B712} \frac{di_{12}}{dt}$$

$$u_9 - u_{10} - R_B i_8 = -M_{HB81} \frac{di_1}{dt} - M_{HB82} \frac{di_2}{dt} - M_{HB83} \frac{di_3}{dt} - M_{HB84} \frac{di_4}{dt} - M_{HB85} \frac{di_5}{dt} - M_{HB86} \frac{di_6}{dt} + L_B \frac{di_8}{dt} + M_{B87} \frac{di_7}{dt} + M_{B89} \frac{di_9}{dt} + M_{B810} \frac{di_{10}}{dt} + M_{B811} \frac{di_{11}}{dt} + M_{B812} \frac{di_{12}}{dt}$$

Généralisation

Pour $8 \leq k \leq 13$

$$u_k - u_{k+1} - R_B i_{k-1} = L_B \frac{di_{(k-1)}}{dt} - \sum_{\substack{m=8 \\ (k-1) \neq m}}^{12} M_{(k-1)m} \frac{di_m}{dt} + \sum_{m=1}^6 M_{HB(k-1)m} \frac{di_m}{dt} \quad (\text{III.4})$$

III.2.1.2 Equations des courants

➤ Equations des courants pour l'enroulement HT

Au nœud (1) à l'entrée du transformateur on a :

$$i_0 = i_{K1} + i_{CHB1} + i_{CH1} + i_1 \quad (\text{III.5})$$

$$i_0 - i_1 = i_{K1} + i_{CHB1} + i_{CH1} \quad (\text{III.6})$$

Avec

$$i_{K1} = K_H \frac{d(u_1 - u_2)}{dt} \quad (\text{III.7})$$

$$i_{CHB1} = C_{HB} \frac{d(u_1 - u_8)}{dt} \quad (\text{III.8})$$

$$i_{CH1} = C_H \frac{du_1}{dt} \quad (\text{III.9})$$

En introduisant II.7, II.8 et II.9 dans II.5, on obtient

$$i_0 - i_1 = (K_H + C_H + C_{HB}) \frac{du_1}{dt} - K_H \frac{du_2}{dt} - C_{HB} \frac{du_8}{dt} \quad (\text{III.10})$$

Au nœud (2) correspondant à la tension u_2 on a

$$i_1 + i_{K1} = i_2 + i_{K2} + i_{CH2} + i_{CHB2} \quad (\text{III.11})$$

$$i_1 - i_2 = i_{K2} + i_{CH2} + i_{CHB2} - i_{K1} \quad (\text{III.12})$$

Avec

$$i_{K2} = K_H \frac{d(u_2 - u_3)}{dt} \quad (\text{III.13})$$

$$i_{CHB2} = C_{HB} \frac{d(u_2 - u_9)}{dt} \quad (\text{III.14})$$

$$i_{CH2} = C_H \frac{du_2}{dt} \quad (\text{III.15})$$

On introduit II.15, II.14 et II.13 dans II.12 et on obtient

$$i_1 - i_2 = -K_H \frac{du_1}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H) \frac{du_2}{dt} - K_H \frac{du_3}{dt} - C_{HB} \frac{du_9}{dt}$$

$$i_2 - i_3 = -K_H \frac{du_2}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H) \frac{du_3}{dt} - K_H \frac{du_4}{dt} - C_{HB} \frac{du_{10}}{dt}$$

Généralisation

Pour $1 \leq k \leq 5$

$$i_k - i_{k+1} = -K_H \frac{du_k}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H) \frac{du_{k+1}}{dt} - K_H \frac{du_{k+2}}{dt} - C_{HB} \frac{du_{k+8}}{dt} \quad (\text{III.16})$$

➤ Equations des courants pour l'enroulement BT

Au nœud (8) correspondant à la tension u_8 on

$$i_{CHB1} = i_7 + i_{K7} + i_{CB1} \quad (\text{III.17})$$

$$-i_7 = i_{K7} + i_{CB1} - i_{CHB1} \quad (\text{III.18})$$

Avec

$$i_7 = C_{HB} \frac{du_1}{dt} - (C_{HB} + K + C_B) \frac{du_8}{dt} + K_B \frac{du_9}{dt} \quad (\text{III.19})$$

Au nœud (9) correspondant à la tension u_9 on

$$i_7 + i_{K7} + i_{CHB2} = i_8 + i_{K8} + i_{CB2} \quad (\text{III.20})$$

$$i_7 - i_8 = i_{K8} + i_{CB2} - i_{K7} - i_{CHB2} \quad (\text{III.21})$$

Avec

$$i_{CB2} = C_B \frac{d(u_9 - 0)}{dt} \quad (\text{III.22})$$

$$i_{CHB} = C_{HB} \frac{d(u_2 - u_9)}{dt} \quad (\text{III.23})$$

$$i_{K7} = K_B \frac{d(u_8 - u_9)}{dt} \quad (\text{III.24})$$

$$i_{K8} = K_B \frac{d(u_9 - u_{10})}{dt} \quad (\text{III.25})$$

En substituant II.19, II.20, II.21 et II.22 dans II.18 on obtient

$$i_7 - i_8 = -C_{HB} \frac{du_2}{dt} - K_B \frac{du_8}{dt} + (2K_B + C_B + C_{HB}) \frac{du_9}{dt} - K_B \frac{du_{10}}{dt}$$

$$i_8 - i_9 = -C_{HB} \frac{du_3}{dt} - K_B \frac{du_9}{dt} + (2K_B + C_B + C_{HB}) \frac{du_{10}}{dt} - K_B \frac{du_{11}}{dt}$$

Généralisation

Pour $7 \leq k \leq 11$

$$i_k - i_{k+1} = -C_{HB} \frac{du_{k-5}}{dt} - K_B \frac{du_{k+1}}{dt} + (2K_B + C_B + C_{HB}) \frac{du_{k+2}}{dt} - K_B \frac{du_{k+3}}{dt} \quad (\text{III.26})$$

III.2.2 Représentation matricielle des équations du modèle

Après avoir établi les équations régissant le schéma équivalent d'une phase du transformateur, et après l'intégration des équations (III.3), III.4, (III.16) et (III.26), on obtient [23] :

$$\int_0^t (u_k - u_{k+1}) dt = \sum_{j=1}^{2n} M_{kj} i_k + R_k \int_0^t i_k \quad (\text{III.27})$$

Pour les courants, on distingue deux cas:

- Pour l'enroulement HT

$$\int_0^t (i_k - i_{k+1}) dt = K_H U_k + (2K_H + C_{HB} + C_H) U_{K+1} - K_H U_{k+2} - C_{HB} U_{k+3} \quad (\text{III.28})$$

- Pour l'enroulement BT

$$\int_0^t (i_k - i_{k+1}) dt = -C_{HB} U_{k-5} - K_B U_{k+1} + (2K_B + C_{HB} + C_B) U_{K+2} - K_B U_{k+3} \quad (\text{III.29})$$

Les trois équations ainsi obtenues peuvent se mettre sous la forme condensée suivante :

$$U = C^{-1} \int_0^t \Delta I dt \quad (\text{III.30})$$

$$I = M^{-1} \int_0^t (\Delta U - RI) dt \tag{III.31}$$

Dont $\Delta I = (I_k - I_{k+1})$ et $\Delta U = (U_k - U_{k+1})$

U et I sont les vecteurs des tensions et des courants :

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} \quad I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}$$

C^{-1} et M^{-1} sont respectivement les matrices inverses des capacités et des inductances des enroulements.

Avec

$$C = \begin{bmatrix} C_H & C_{HB} \\ C_{HB} & C_B \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad M = \begin{bmatrix} M_H & M_{HB} \\ M_{HB} & M_B \end{bmatrix}$$

C_H et C_B sont les matrices de capacités des enroulements HT et BT respectivement.

$$C_H = \begin{bmatrix} C_{HT} & -K_{HT} & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ -K_{HT} & C_{HT} & -K_{HT} & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & -K_{HT} & C_{HT} & -K_{HT} & 0 & & & & \vdots \\ \vdots & 0 & & \ddots & & & & & \vdots \\ \vdots & & & & \ddots & & & & \vdots \\ \vdots & & & & & \ddots & & & \vdots \\ \vdots & & & & & & \ddots & & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 & -K_{HT} & C_{HT} & -K_{HT} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & -K_{HT} & C_{HT} \end{bmatrix}$$

$$C_B = \begin{bmatrix} C'_{BT} & -K_{BT} & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ -K_{BT} & C_{BT} & -K_{BT} & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & -K_{BT} & C_{BT} & -K_{HT} & 0 & & & & \vdots \\ \vdots & 0 & & \ddots & & & & & \vdots \\ \vdots & & & & \ddots & & & & \vdots \\ \vdots & & & & & \ddots & & & \vdots \\ \vdots & & & & & & \ddots & & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 & -K_{BT} & C_{BT} & -K'_{BT} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 & -K_{BT} & C'_{BT} \end{bmatrix}$$

C_{HB} est la matrice des capacités entre les enroulements HT et BT et elle s'exprime par :

$$C_{HB} = \begin{bmatrix} -C_{HB} & 0 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & -C_{HB} & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & 0 & -C_{HB} & 0 & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \dots & -C_{HB} \end{bmatrix}$$

Dans ces matrices :

$$C'_{HT} = C_H + C_{HB} + K_H \qquad C_{HT} = C_H + C_{HB} + 2K_H$$

$$C'_{BT} = C_B + C_{HB} + K_B \qquad C_{BT} = C_B + C_{HB} + 2K_B$$

M_H et M_B sont les matrices des inductances des enroulements HT et BT respectivement.

$$M_H = \begin{bmatrix} L_H & M_{H 12} & M_{H 13} & \dots & M_{H 1n} \\ M_{H 21} & L_H & M_{H 23} & \dots & M_{H 2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & & \ddots & M_{H n-1,n} \\ M_{H n1} & M_{H n2} & & M_{H n,n-1} & L_H \end{bmatrix}$$

$$M_B = \begin{bmatrix} L_B & M_{B 12} & M_{B 13} & \dots & M_{B 1n} \\ M_{B 21} & L_B & M_{B 23} & \dots & M_{B 2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & & \ddots & M_{B n-1,n} \\ M_{B n1} & M_{B n2} & & M_{B n,n-1} & L_H \end{bmatrix}$$

M_{HB} est la matrice des inductances mutuelles entre les enroulements HT et BT

$$M_{HB} = \begin{bmatrix} M_{HB} & M_{HB12} & M_{HB13} & \dots & M_{HB1n} \\ M_{HB21} & M_{HB} & M_{HB23} & \dots & M_{HB2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \\ \vdots & & & \ddots & M_{HBn-1,n} \\ M_{HBn1} & M_{HBn2} & & M_{HBn,n-1} & M_{HB} \end{bmatrix}$$

Les matrices ainsi obtenues sont commodes pour être utilisées par un outil de calcul numérique après leur programmation.

Il est à noter que l'avantage de cette méthode, est qu'elle permet d'obtenir directement les valeurs de la tension dans chacun des nœuds issus de discrétisation des enroulements considérés avec un temps de calcul relativement rapide.

III.3 Calcul des paramètres du model

Le calcul des paramètres du transformateur est axé sur les caractéristiques électro-géométriques du transformateur. Dans ce qui suit, on s'étalera sur le calcul des paramètres du modèle du transformateur, dont on considère les deux enroulements HT et BT mais sans la prise en compte du noyau.

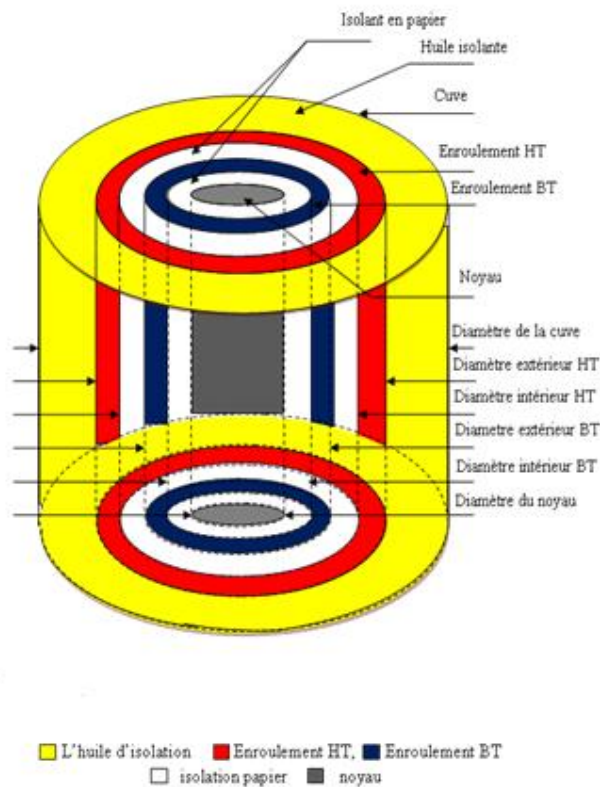


Fig. III. 2 Représentation de la disposition des éléments d'une colonne d'un transformateur

III.3.1 Caractéristiques électriques

- ✓ Puissance nominale apparente : $S_n = 125 \text{MVA}$
- ✓ Tension nominale de l'enroulement haute tension : $U_{nHT} = 242 \text{KV}$
- ✓ Tension nominale de l'enroulement basse tension : $U_{nBT} = 13.8 \text{kv}$
- ✓ Pertes de puissance à vide : $\Delta P_0 = 180 \text{kW}$
- ✓ Perte de puissance en court-circuit : $\Delta P_{cc} = 315 \text{kW}$
- ✓ Tension de court-circuit : $U_{cc} = 11\%$
- ✓ Courant à vide : $I_0 = 0,45\%$
- ✓ Fréquence de service de transformateur $f = 50 \text{hz}$
- ✓ Facteur de la répartition initial de la tension : $\alpha = 2,35$

III.3.2 Caractéristiques géométriques

- ✓ Diamètre extérieur de l'enroulement haute tension : $d_{Hext} = 1640 \text{mm}$
- ✓ Diamètre intérieur de l'enroulement haute tension : $d_{Hint} = 1160 \text{mm}$
- ✓ Diamètre extérieur de l'enroulement basse tension : $d_{Bext} = 1120 \text{mm}$
- ✓ Diamètre intérieur de l'enroulement basse tension : $d_{Bint} = 920 \text{mm}$
- ✓ Diamètre du noyau $d_{noy} = 890 \text{mm}$
- ✓ Diamètre de la cuve $d_{cuve} = 2650 \text{mm}$
- ✓ Longueur de l'enroulement : $l_{en} = 1900 \text{mm}$
- ✓ La distance entre deux éléments de l'enroulement haute tension : $a = 190 \text{mm}$
- ✓ La distance de l'enroulement haute tension et toutes parties mis à la terre : $b = 140 \text{mm}$

III.3.3 Procédure de calcul des paramètres des enroulements HT et BT

III.3.3.1 calcul des éléments résistifs

R_{1HT} : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 Hz donnée par la relation :

$$R_{1HT} = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_{nHT}^2}{S_n^2} \quad (\text{III.32})$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément HT est :

$$R_{HT} = \frac{R_{1HT}}{n} \quad (\text{III.33})$$

R_{2BT} : est la résistance de l'enroulement BT à la fréquence de 50 Hz donnée par la relation :

$$R_{2BT} = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_{nBT}^2}{S_n^2} \quad (\text{III.34})$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément BT est :

$$R_{BT} = \frac{R_{2BT}}{n} \quad (\text{III.35})$$

III.3.3.2 Calcul des éléments inductifs et les coefficients des mutuelles σ_{ij}

➤ Inductances propre de l'enroulement HT

$$L_{tot} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \quad (\text{III.36})$$

Avec la différence dans la tension nominale de service de chaque enroulement :

$$L_H = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{nHT}^2}{S_n} \quad (\text{III.37})$$

$$L_{HT} = \frac{L_H}{n} \quad (\text{III.38})$$

L_{HT} : l'inductance totale d'un élément de l'enroulement HT

➤ Inductances propre de l'enroulement BT

$$L_B = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{nBT}^2}{S_n} \quad (\text{III.39})$$

$$L_{BT} = \frac{L_B}{n} \quad (\text{III.40})$$

L_{BT} : l'inductance totale d'un élément de l'enroulement BT

➤ **Calcul de coefficients entre les deux enroulements HT et BT**

- Les inductances L_{HT}, L_{BT} sont les inductances d'un élément des enroulements comportant respectivement les inductances propres L'_{HT}, L'_{BT} , les inductances mutuelles entre les différents éléments de l'enroulement d'un coté et les mutuelles entre l'élément d'un enroulement primaire et les éléments du seconde enroulement.

Donc pour calculer L'_{HT} et L'_{BT} , on est dans l'obligation de passer par le calcul des coefficients des mutuelles σ_{ij} .

- Le calcul des coefficients des mutuelles entre les éléments du même enroulement se fait en fonction de $\frac{a}{b_{HT}}$ pour HT, puis en fonction de $\frac{a}{b_{BT}}$ pour BT, celles entre les éléments des deux enroulements en fonction de $\frac{a}{\sqrt{b_{HT} \cdot b_{BT}}}$.

Après le calcul de tous les coefficients de mutuelles, le calcul des inductances propres des enroulements se fera d'après les formules qui suivront :

$$L'_{HT} = \frac{L_{HT}}{1 \sum \sigma_{HH} + \sum \sigma_{HB}} \tag{III.41}$$

$$L'_{BT} = \frac{L_{BT}}{1 \sum \sigma_{BB} + \sum \sigma_{HB}} \tag{III.42}$$

Telles que :

$$a = \frac{l}{n}$$

$$b_{HT} = \frac{d_{intHT} + d_{extHT}}{4} - \frac{d_{noyau}}{2}$$

$$b_{BT} = \frac{d_{intBT} + d_{extBT}}{4} - \frac{d_{noyau}}{2}$$

a : la distance entre les éléments adjacents de l'enroulement

b_{HT} : la distance entre l'élément HT et le noyau.

b_{BT} : la distance entre l'élément BT et le noyau.

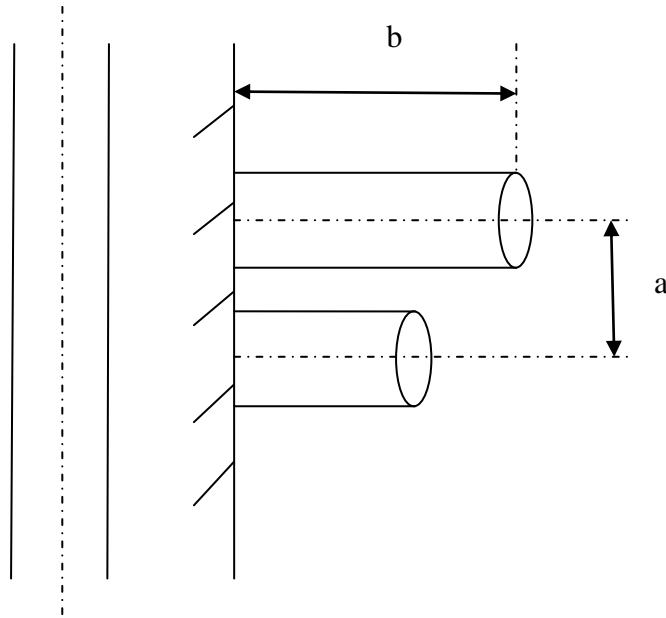


Fig. III.3 disposition schématique des spires

III.3.3.3 Calcul des éléments capacitifs

➤ Calcul des capacités transversales C

Le calcul de la capacité entre l'enroulement HT et la masse (cuve) se fera par la formule suivante :

$$C_{1tot} = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{cuv} + d_{exHT}}{d_{cuve} - d_{exHT}} \quad (III.43)$$

Ou :

ϵ_0 : Est la permittivité absolue de l'air.

ϵ_r : Est la permittivité relative d'huile.

La capacité transversale C_{HT} d'un élément entre l'enroulement HT et la masse est donnée par la formule suivante:

$$C_{HT} = \frac{C_{1tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (III.44)$$

Le calcul de la capacité entre l'enroulement BT et le noyau se fera par la formule suivante :

$$C_{2tot} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{intBT} + d_n}{d_{intBT} - d_n} \quad (III.45)$$

La capacité transversale C_{BT} d'un élément entre l'enroulement BT et le noyau est donnée par la formule suivante :

$$C_{BT} = \frac{C_{2tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (III.46)$$

La capacité totale C_{HBtot} entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{12tot} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{intHT} + d_{extBT}}{d_{intHT} - d_{extBT}} \quad (III.47)$$

La capacité transversale C_{HBT} d'un élément entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{HBT} = \frac{C_{12tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (III.48)$$

➤ **Calcul des capacités longitudinales K_{HT} et K_{BT}**

Connaissant les valeurs des capacités C_{HT} , C_{BT} et C_{HBT} , on peut passer facilement au calcul des capacités longitudinales K_{HT} , K_{BT} par la formule suivantes

$$K_{ntot} = \frac{C_{n\Sigma}}{\alpha^2} \quad (III.49)$$

Avec :

$$C_{1\Sigma} = C_{1tot} + \frac{C_{12tot} C_{2tot}}{C_{12tot} + C_{2tot}}$$

$$C_{2\Sigma} = C_{2tot} + \frac{C_{12tot} C_{1tot}}{C_{12tot} + C_{1tot}}$$

$$K_{1tot} = \frac{C_{1\Sigma}}{\alpha^2} \quad (III.50)$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement HT est donné par :

$$K_{HT} = K_{1tot} \cdot n \tag{III.51}$$

$$K_{2tot} = \frac{C_{2\Sigma}}{\alpha^2} \tag{III.52}$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement BT est donné par :

$$K_{BT} = K_{2tot} \cdot n \tag{III.53}$$

III.3.4 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

Pour étudier la technique FRA dans le transformateur proposé, on l'applique sur l'enroulement HT, pour cela on calcule les paramètres du schéma équivalent de la figure III.4.

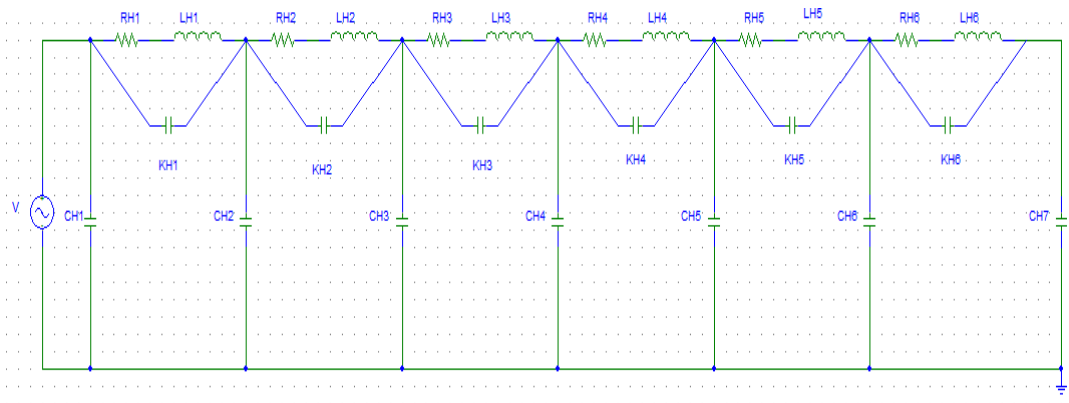


Fig.III.4 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

III.3.4.1 Détermination des paramètres de l'enroulement HT de transformateur de puissance

➤ Détermination de la résistance R

R_0 : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par :

$$R_0 = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_{nHT}^2}{S_n^2} \tag{III.54}$$

La résistance R_{iHT} d'un élément (i) de l'enroulement est donnée par la relation suivante :

$$R_{iHT} = \frac{R_0}{\text{Nombre d'éléments}} \tag{III.55}$$

➤ Détermination de l'inductance propre L et les coefficients des mutuelles σ_{ij}

Avec la différence dans la tension nominale de service de chaque enroulement :

$$L_{\text{tot}} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{nHT}^2}{S_n} \quad (\text{III.56})$$

D'autre part, l'inductance d'un élément (i) de l'enroulement est calculée par la formule suivante :

$$L'_{iHT} = \frac{L_{\text{tot}}}{\text{Nombre d'éléments}} \quad (\text{III.57})$$

L'inductance L_{iHT} tient compte à la fois de l'inductance propre L'_{iHT} et la somme des mutuelles M_{ij} , en d'autre terme :

$$L_{iHT} = L'_{iHT} + \sum_{j=1, j \neq i}^n M_{ij} \quad (\text{III.58})$$

Ce qui revient à calculer les coefficients de mutuelles, elles sont données par la relation

$$\sigma_{ij} = \frac{M_{ij}}{L_{iHT}} = f\left(\frac{a}{b}\right), \text{ qui est représentée sur la figure III-5}$$

Ou :

$$a = \frac{\text{longueur de l'élément}}{\text{Nombre d'éléments}} \quad : \text{ est la distance entre les éléments de l'enroulement .}$$

$$b = \frac{d_{\text{intH}} + d_{\text{intHT}}}{4} \quad : \text{ est la distance entre l'élément et le noyau .}$$

$\frac{M}{L}$ compris entre 0 et 1

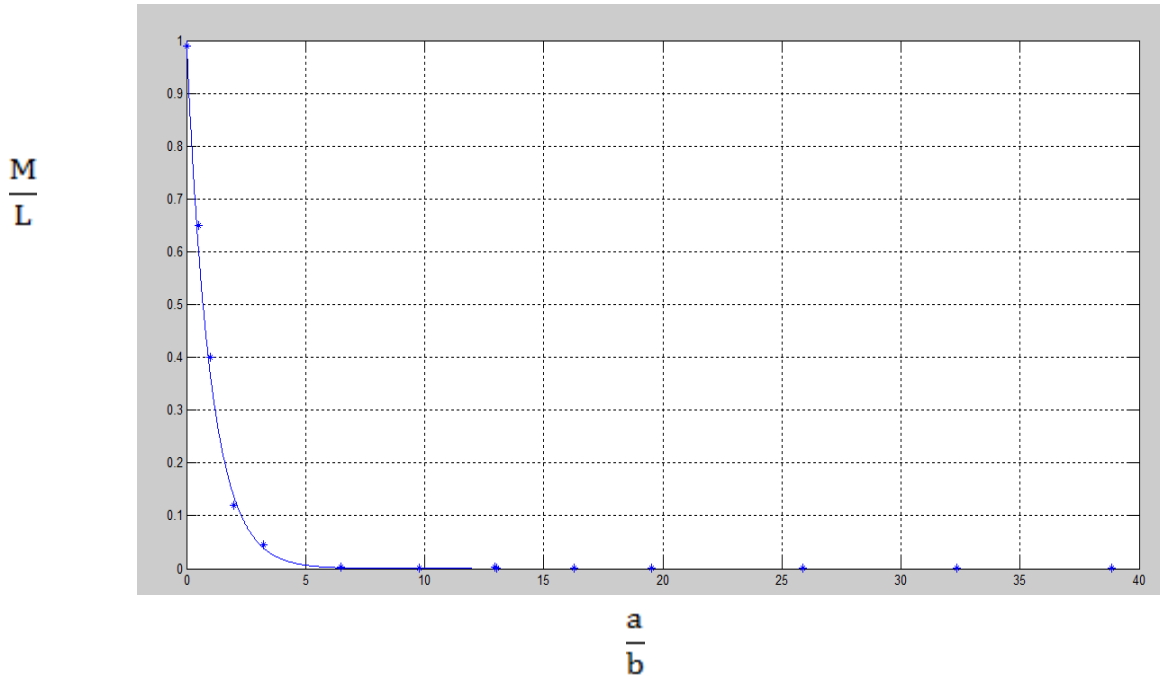


Fig.III.5 Représentation de la fonction $\frac{M}{L} = f\left(\frac{a}{b}\right)$

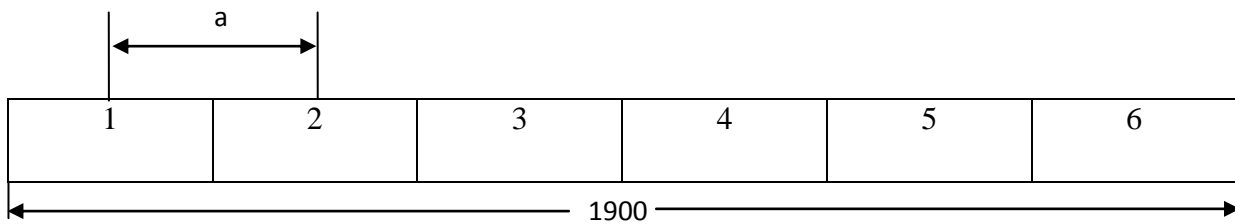


Fig. III .6 Subdivision de l'enroulement

Le calcul de coefficients des mutuelles entre les éléments d'enroulement se fait en fonction de

$$\frac{a}{b_{HT}}$$

➤ **Détermination des capacités transversales C_1, C_2**

La capacité totale C_{1tot} entre l'enroulement et le noyau est donnée par :

$$C_{1tot} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{intHT} + d_n}{d_{intHT} - d_n} \quad (III.59)$$

$$C_1 = \frac{C_{1tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (III.60)$$

La capacité totale C_{2tot} entre l'enroulement et la cuve est donnée par :

$$C_{2tot} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{intHT} + d_{cuve}}{d_{intHT} - d_{cuve}} \quad (III.61)$$

$$C_2 = \frac{C_{2tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (III.62)$$

La valeur de la capacité transversale C est la somme de C_1 et de C_2 .

D'où :

$$C = C_1 + C_2 \quad (III.63)$$

➤ **Détermination de la capacité longitudinale K**

La capacité longitudinale K est calculée d'après la valeur de facteur α :

D'autre part :

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{tot}}{K_{tot}}} \quad (III.64)$$

$$K_{tot} = \frac{C_{tot}}{\alpha^2} \quad (III.65)$$

Avec : $C_{tot} = (n+1) \cdot C = (n+1) (C_1 + C_2)$

La capacité longitudinale d'un élément (i) est :

$$K = K_{tot} \cdot n \quad n: \text{nombre d'éléments} \quad (III.66)$$

III.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes particulièrement intéressés au modèle basé sur le principe des inductances propres et mutuelles, nécessitant le calcul des paramètres inductifs, capacitifs et résistifs. Ces calculs sont faits à partir de la géométrie du transformateur, par la méthode définie dans le laboratoire de surtension de l'institut d'Electrotechnique en Russie. (VEI)[33].

CHAPITRE IV :

Validation expérimentale

IV.1 Introduction

Ce chapitre consiste à étudier l'analyse de la réponse du gain en fonction de la fréquence, de l'enroulement HT sain et avec défaut, puis l'exploiter en vue de son diagnostic. L'objectif de ce travail est d'indiquer exactement les points des éléments endommagés et l'apparition de défaut sur une large plage de fréquence à la suite des différents types de défaillances qui peuvent survenir sur n'importe quel point de l'enroulement.

IV.2 Défaillances d'isolement dans un transformateur

Les défaillances internes se présentent sous les formes suivantes :

- Les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent).
- Les défauts entre enroulements
- Les défauts d'isolement entre l'enroulement sollicité et une partie conductrice proche (noyau ou cuve).

Les isolements externes des transformateurs immergés sont dimensionnés largement et on n'observe pas de cas de défaillance diélectrique externe sur ces transformateurs, hormis certains cas de transformateurs de réseaux aériens en zone particulièrement polluée. Les transformateurs secs peuvent donner lieu à des défaillances diélectriques externes en cas de pollution des surfaces isolantes [34].

Le comportement associé à ces trois catégories de défaillances internes de défauts peut être décrit comme suit :

IV.2.1 Défauts entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement haute tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins

rapide. En cas de courant important, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement [34].

IV.2.2 Défauts entre enroulements

Les défauts entre enroulements HT et BT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut élevés, jusqu'au courant de court-circuit du réseau en cas de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très importantes. Certaines localisations particulières, comme un défaut entre enroulements au voisinage des connexions de point neutre d'un couplage étoile, s'apparentent à un défaut entre spires car les points venant en contact ne sont pas à des tensions très différentes. [11]

IV.2.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre

Les défauts entre enroulement HT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur.

Dans le cas d'un réseau haute tension à neutre relié à la terre par une impédance et non distribué, le défaut fera apparaître un courant à la terre fonction de l'impédance du neutre et de la position du défaut sur l'enroulement. Dans le cas d'un courant de défaut très faible, on retrouve un risque de montée en pression lente comme pour les défauts entre spires.

Dans le cas d'un réseau à neutre accordé (mis à la terre par une bobine de Petersen), le défaut d'isolement d'un transformateur immergé va présenter un caractère auto-extincteur récurrent. La faible valeur du courant de défaut permet son extinction spontanée dans l'huile et la réapparition progressive de la tension, caractéristique d'un réseau à neutre accordé, entraîne un claquage quelques centaines de millisecondes plus tard. La fréquence du phénomène va augmenter s'il y a dégradation progressive par les claquages successifs entraînant une baisse de tenue diélectrique.

Dans le cas d'un réseau à neutre relié directement à la terre et distribué (réseau à 4 conducteurs), la présence d'un courant de neutre est normale, du fait de l'existence de charges monophasées, et l'apparition d'un défaut va augmenter le courant dans le neutre et ceci en fonction de l'impédance du tronçon d'enroulement non court-circuité. [35]

IV.2.4 Défauts liés à la Technologie

Les défaillances internes aux transformateurs sont majoritairement la conséquence de sollicitations externes (surtensions, surintensités). Nous avons vu précédemment les différents modes de défaillance et la manière dont la situation peut évoluer. Toutefois, d'autres possibilités de défaillance sont envisageables selon les technologies de transformateurs.

a) Transformateurs immergés

➤ Une fuite de diélectrique non diagnostiquée à temps aboutira à un défaut électrique par perte d'isolation en haut des bobinages. Une telle fuite peut être initiée par la corrosion de la cuve, ou par un choc par exemple.

➤ La pollution du diélectrique, par présence de particules issues de la cuve, du noyau ou des isolants.

b) Transformateurs à isolation solide

➤ Des contraintes mécaniques anormales (chocs, efforts de serrage de connexions...) peuvent fissurer l'isolant, permettant des amorçages entre spires ou vers des masses avoisinantes.

➤ La fissuration d'isolant peut également être la conséquence d'un vieillissement thermique anormal lié à une mauvaise utilisation du transformateur.

➤ Des imperfections de moulage de l'isolation solide peuvent donner naissance au phénomène de décharges partielles, si des bulles sont présentes dans l'isolant à des endroits à champ électrique élevé. Ce phénomène provoque une dégradation interne de la matière jusqu'à l'apparition d'un défaut majeur.

➤ La présence de polluants externes (poussières) sur de tels transformateurs perturbe la répartition des contraintes diélectriques en surface jusqu'à l'apparition de défauts d'isolement.

➤ L'approche de masses métalliques à une distance inférieure à la distance prescrite par le constructeur peut créer localement une contrainte excessive pour l'isolation.

Une synthèse des contraintes en exploitation et de leurs conséquences est présentée tableau IV.1 [36]

Tableau IV.1 Synthèse des contraintes en exploitation et conséquences

Contrainte	Cause possible	Défaillance la plus probable	Manifestations initiales
Surintensions	*Choc de foudre proche. *Manœuvres du réseau.	*Claquage entre spires HT *Claquage entre enroulement et masse	*Dégagement gaz ou fumée. *Faible augmentation du courant de phase
Surintensité faible	*Surcharge *Défaut impédant sur réseau BT	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	*Dégagement gaz ou fumée *Faible augmentation du courant de phase
Surintensité violente	*Défaut BT proche	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires et déplacements de bobines	*Evolution rapide et aléatoire vers un défaut d'enroulements
Vieillessement	*Cumul des contraintes antérieures	*Claquage entre spires HT *Evolution possible à la terre	*Dégagement gaz ou fumée *Faible augmentation du courant de phase *Courant à la terre

IV.3 Schéma équivalent à l'enroulement HT et BT adopté

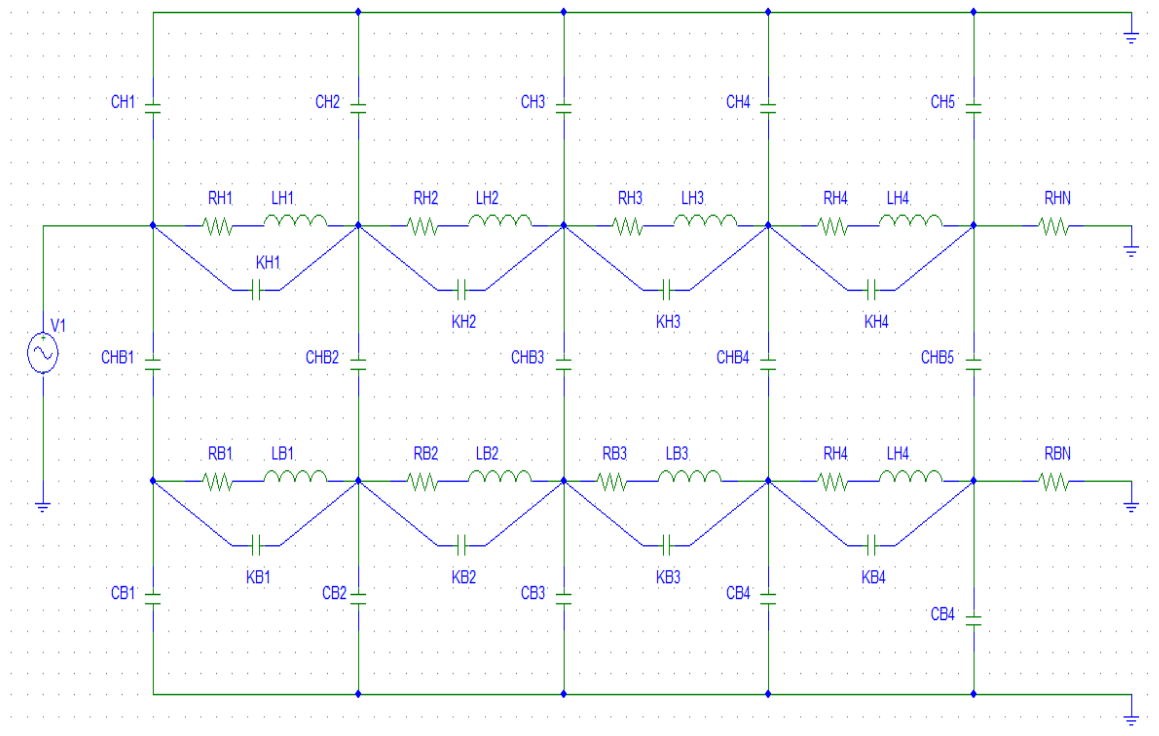


Fig. IV.1 schéma équivalent des enroulements HT et BT du transformateur

Le schéma équivalent à l'enroulement HT et BT d'un transformateur 242/13.8 kV-125 MVA-50Hz, de fabrication russe ce transformateur fonctionnant en élévateur dans une centrale électrique. Le schéma équivalent est donné par la figure IV.1.

IV.3.1 Validation du modèle adopté

IV.3.1.1 Injection d'une tension sinusoïdale

Afin de valider le schéma équivalent de la figure IV.1, une tension sinusoïdale d'amplitude 197.6 kV est relevée au secondaire (fig. IV.2). On relève une tension de 11.267 kV sur la partie qui correspond au primaire.

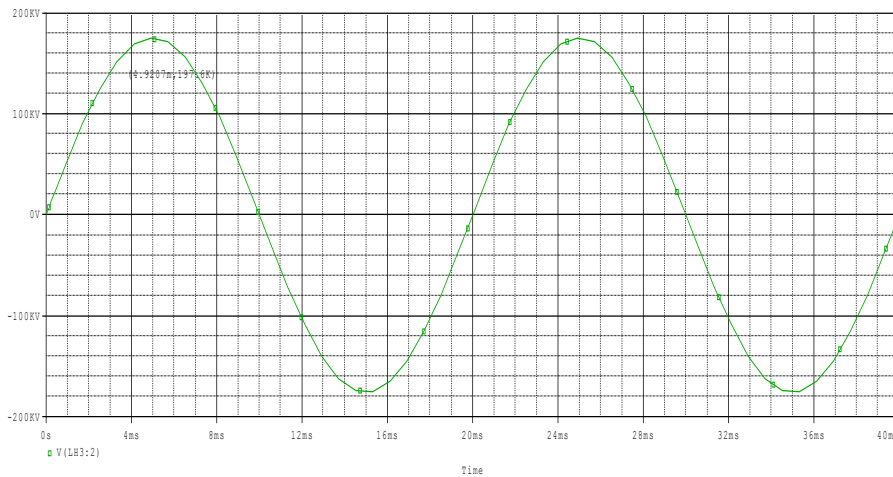


Fig. IV.2.a Les Tensions sinusoïdales relevées au secondaire

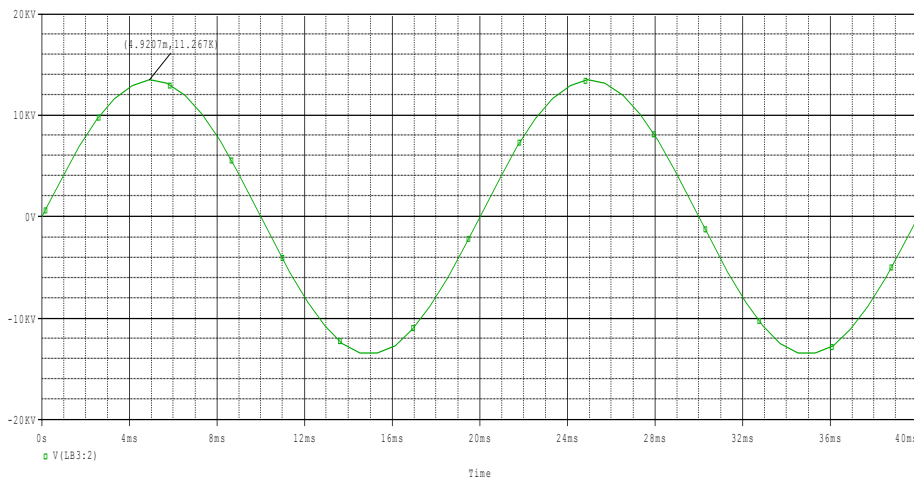


Fig. IV.2.b Les Tensions sinusoïdales relevées au secondaire

IV.4 Etude de la réponse fréquentielle du gain de l'enroulement suite à des sollicitations sinusoïdales à fréquence variable

Après avoir validé le schéma équivalent en régime sinusoïdal, on remplace la sollicitation sinusoïdale par une tension test d'amplitude 2V et de fréquence variable, en réalisant divers défauts sur le schéma équivalent de l'enroulement haute tension (fig.IV.3) et interprétation des résultats obtenus par simulation sous P-spice 10.5.

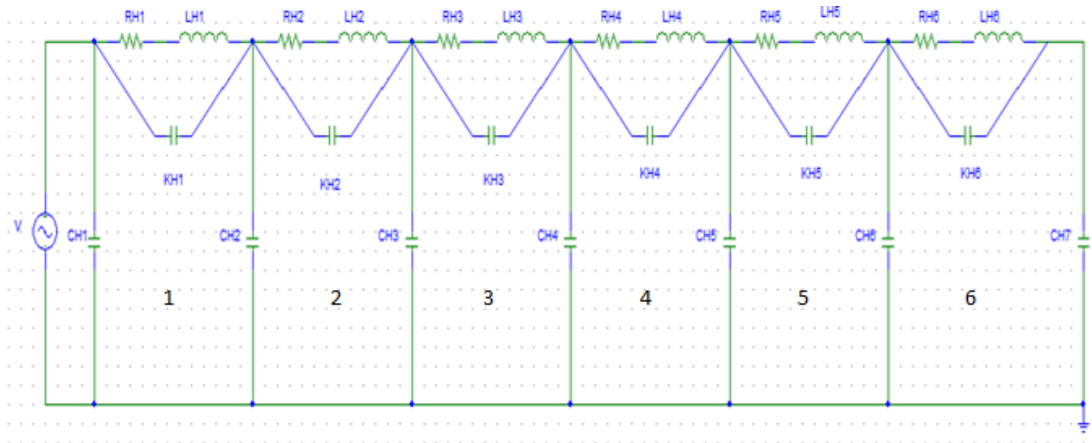


Fig. IV.3 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

Pour étudier les différentes défaillances de l'enroulement avec la technique d'analyse fréquentielle, on a fait varier les paramètres du modèle d'un enroulement supposé sain. Les modifications des valeurs de ces paramètres dépendent du défaut à analyser

Les défauts simulés sont les suivants

- Court-circuit entre spires.
- Circuits ouverts.
- Déformations propres de l'enroulement.
- Défaut entre partie active et la masse.

IV.4.1 Réponse en fréquence du gain de l'enroulement HT sans défaut (sain)

La fig. IV.4, représente la réponse de l'enroulement HT supposé sain, suite à une application d'une tension 2V de fréquence variable à son entrée.

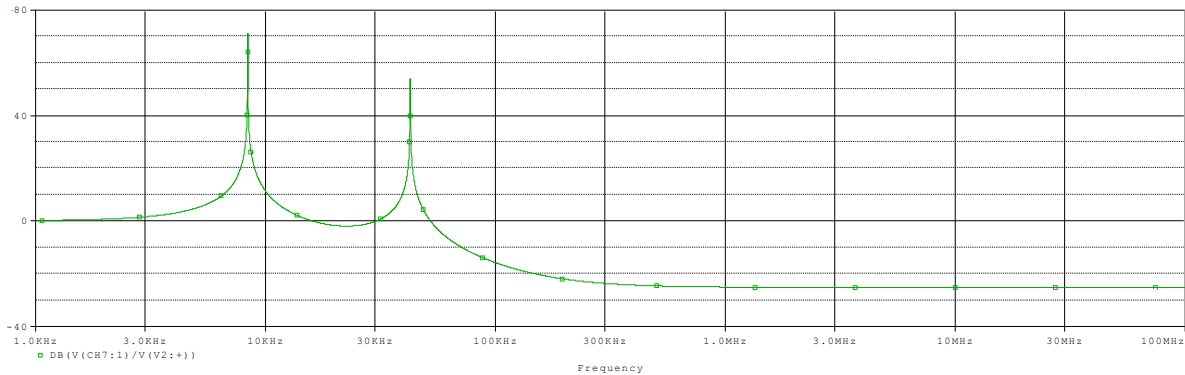


Fig. IV.4 La réponse fréquentielle de l'enroulement HT sans défaut

IV.4.2 La réponse fréquentielle de l'enroulement HT avec défaut

Les simulations effectuées permettent d'avoir les empreintes engendrées par les différents défauts considérés, en suite ces dernières sont comparées à celle issue d'un enroulement supposé sain, afin d'analyser les perturbations sur les réponses en fréquence suite à ces anomalies simulées pour enfin déduire les plages de fréquences où les signatures sont affectées et associer chaque gamme de fréquence à un défaut bien déterminé.

IV.4.2.1 Court-circuit entre spires

IV.4.2.1.1 Défaut entre une seule spire

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre une seule spire.

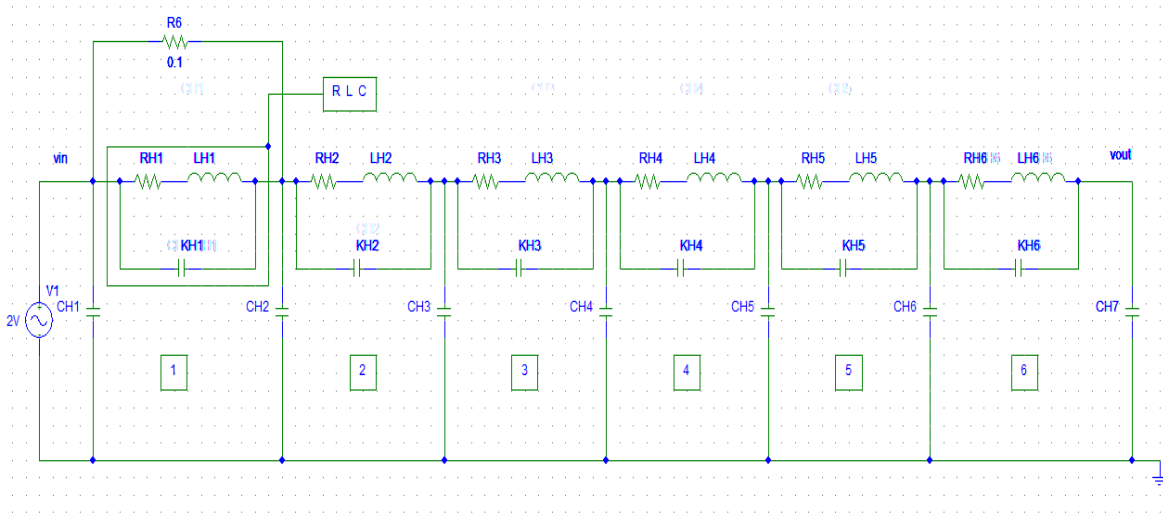


Fig. IV.5 Défaut entre une seule spire

La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (1)

La figure IV.5.a, montre le gain d'une réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (1).

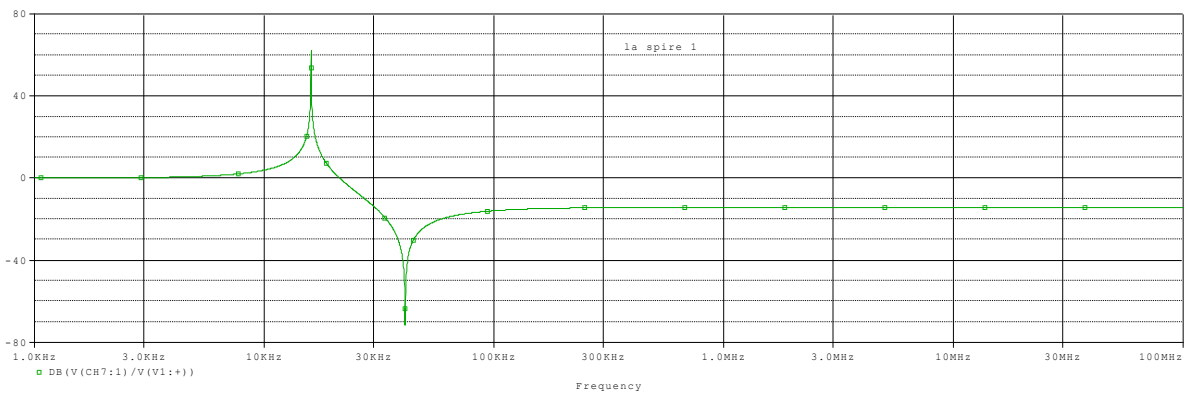


Fig. IV.5.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (1)

L'application de la technique FRA donne des informations sur la tenue des structures géométriques et mécaniques des enroulements, la mesure de la réponse en fréquence de l'enroulement HT sur une large gamme de fréquence et comparer cette réponse à celle qu'on obtient pour un enroulement sain.

La FRA permet de détecter de nombreux types de défaut défectueux, cette approche a pour but la localisation exacte des défauts de l'enroulement cela illustrée par les figures de simulation obtenue.

L'application de court-circuit entre la première spire, nous indique la forme de la réponse en fréquence, on voit que le pic de résonance de défaut apparaît dans la plage de fréquence (20kHz-80kHz), on remarque lors de ce défaut la forme de la réponse est différente à celle obtenue sur l'enroulement sain comme le montre la figure IV.5.a.

La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (2)

La fig. IV.5.b, représente la réponse de l'enroulement HT, suite à une application d'un défaut entre la spire (2).

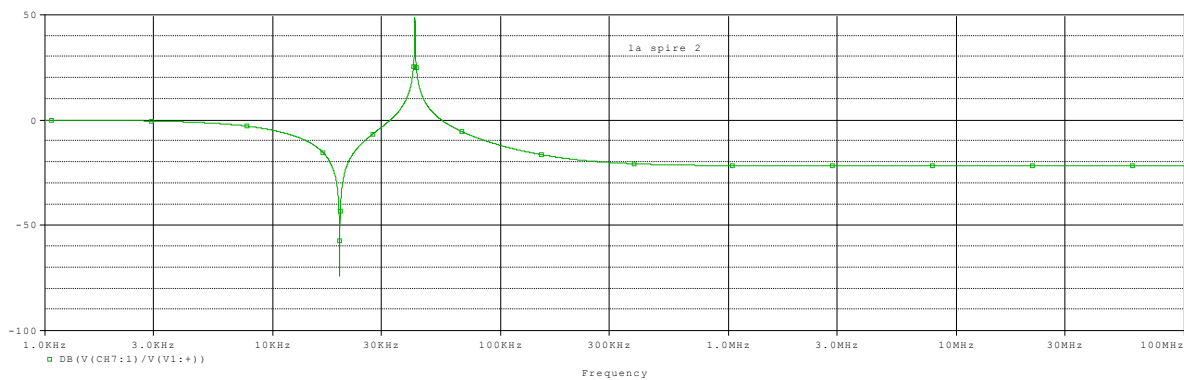


Fig. IV.5.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (2)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre spire (6)

La fig. IV.5.c, représente la réponse de l'enroulement HT, suite à une application d'un défaut entre la spire (6).

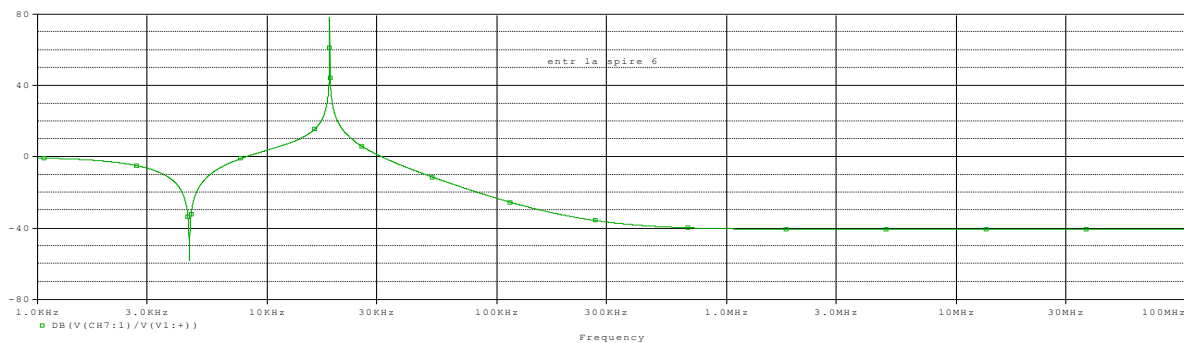


Fig. IV.5.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (6)

Pour les figures IV.5.b,c on constate le déplacement des pics de resonances dans la plage de fréquence (3KHz-50KHz) avec le déplacement de défaut crée entre les différentes spires le long de l’enroulement HT

IV.4.2.1.2 Défaut entre deux spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre deux spires.

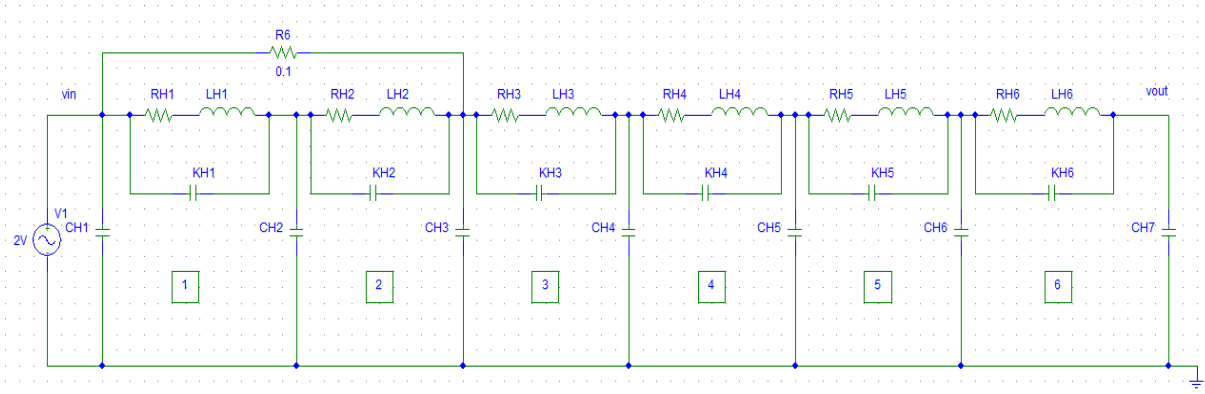


Fig. IV.6 Défaut entre deux spires

La réponse fréquentielle d’un défaut entre deux spires (1et 2)

La fig. IV.6.a, représente la réponse fréquentielle de l’enroulement HT, lors d’un défaut appliqué entre les spires (1 et 2).

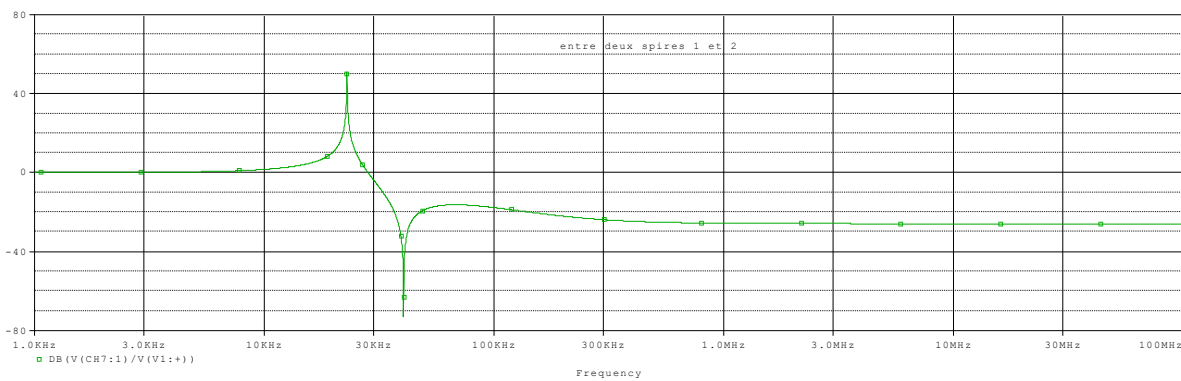


Fig. IV.6.a La réponse fréquentielle d’un défaut entre deux spires (1 et 2)

De la réponse en fréquence de l’enroulement affecté par un court-circuit entre les deux premières spires, on remarque l’apparition de la panne, disparition de pic de résonance existante et l’apparition de nouveau pic de résonance dans la plage de fréquence (25KHz-80KHz) par contre de (1kHz-25KHz) et (80KHz-100MHz) l’allure de la réponse ne change pas comparativement à celle obtenu d’un l’enroulement comme indique la figure IV.6.a.

La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (2 et 3)

La fig. IV.6.b, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT, lors d'un défaut appliqué entre les spires (2 et 3).

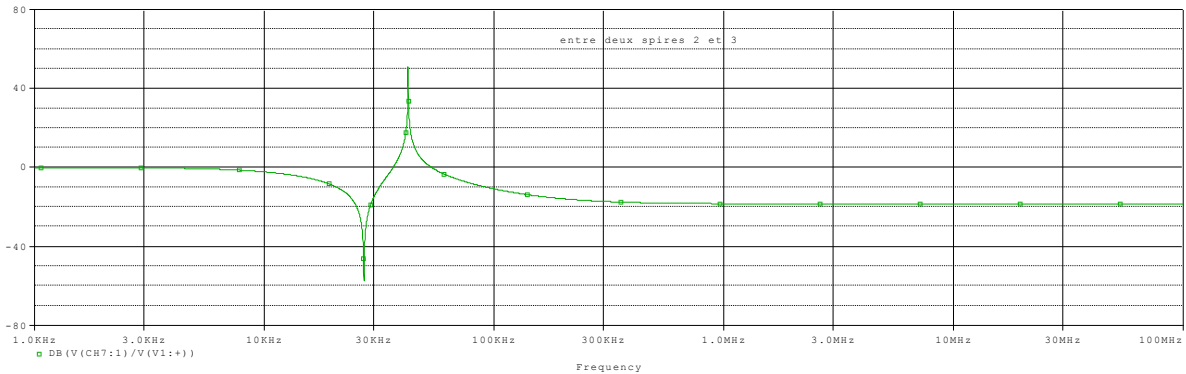


Fig. IV.6.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (2 et 3)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (5 et 6)

La figure IV.6.c ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (5 et 6).

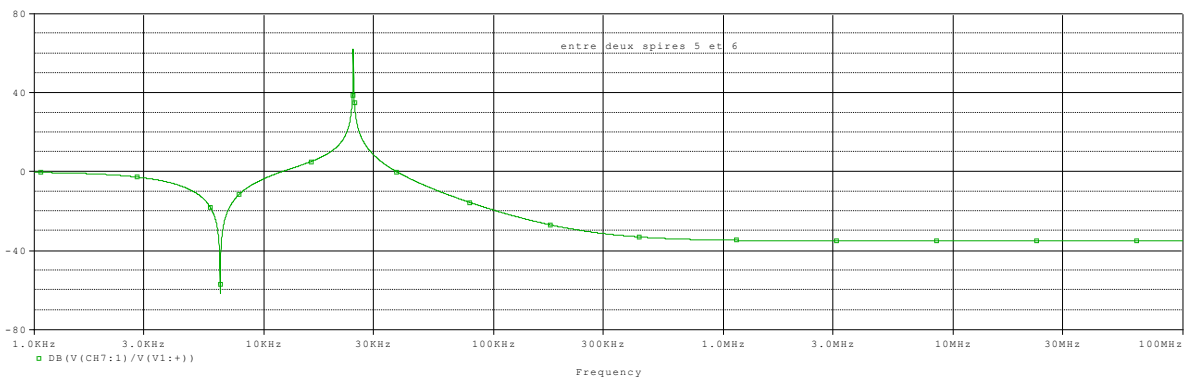


Fig. IV.6.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (5 et 6)

Les tests de simulation FRA pour les autres défauts entre deux spires différentes sont représentés sur les figures IV.6.b, c, les graphes de simulation indiquent le changement de la forme de la réponse fréquentielle qui se manifeste par le déplacement des pics de résonance dans l'intervalle (2KHz-50KHz). À partir de 100KHz la réponse garde la même forme, on constate que les amplitudes des réponses ont tendance à décroître selon le déplacement du défaut le long de l'enroulement respectivement.

IV.4. 2.1.3 Défaut entre trois spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre trois spires.

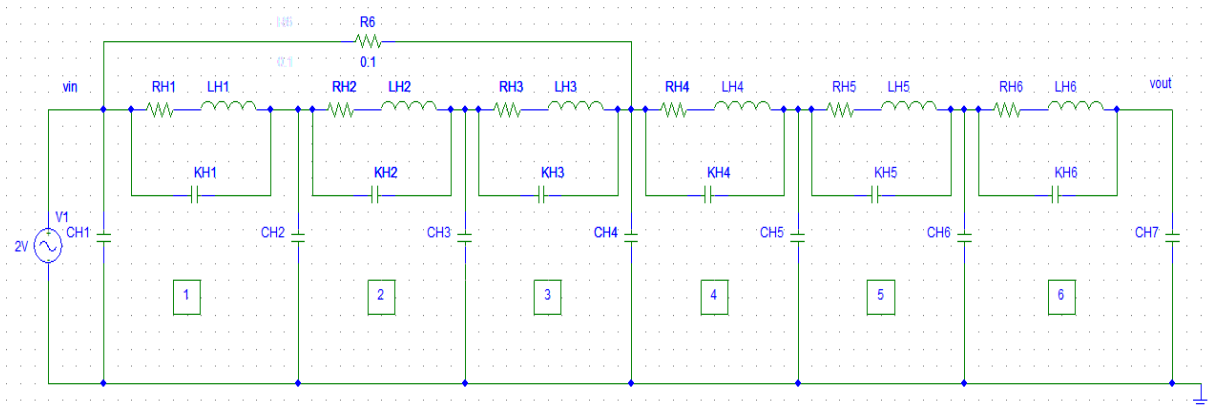


Fig. IV.7 Défaut entre trois spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (1 et 3)

La figure IV.7.a ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 3).

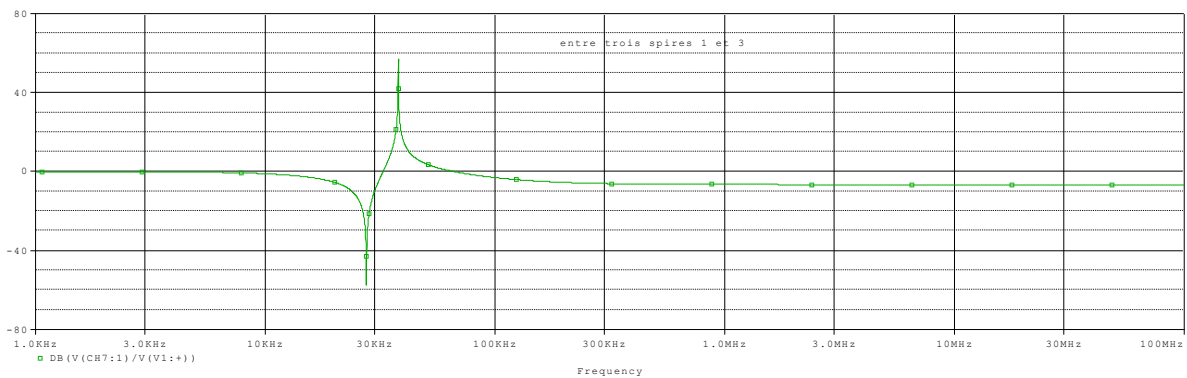


Fig. IV.7.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (1 et 3)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (2 et 4)

La figure IV.7.b ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (2 et 4).

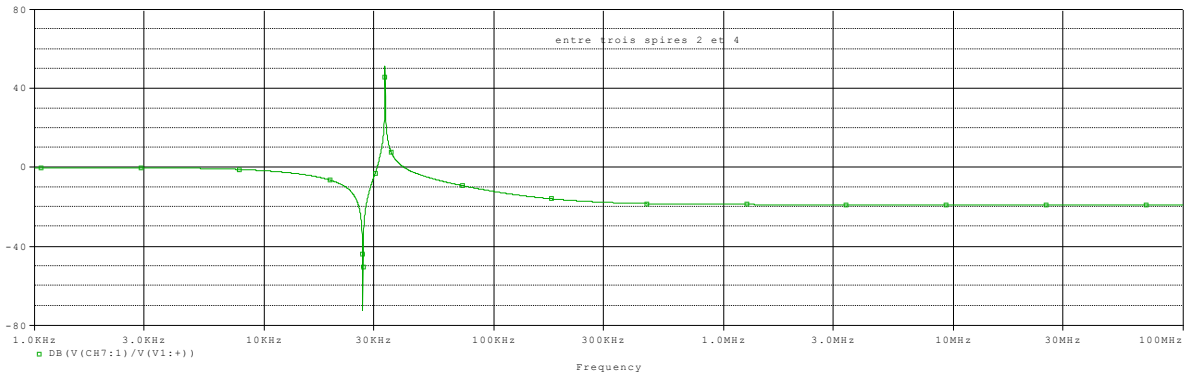


Fig. IV.7.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (2 et 4)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (4 et 6)

La figure IV.7.c ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (4 et 6).

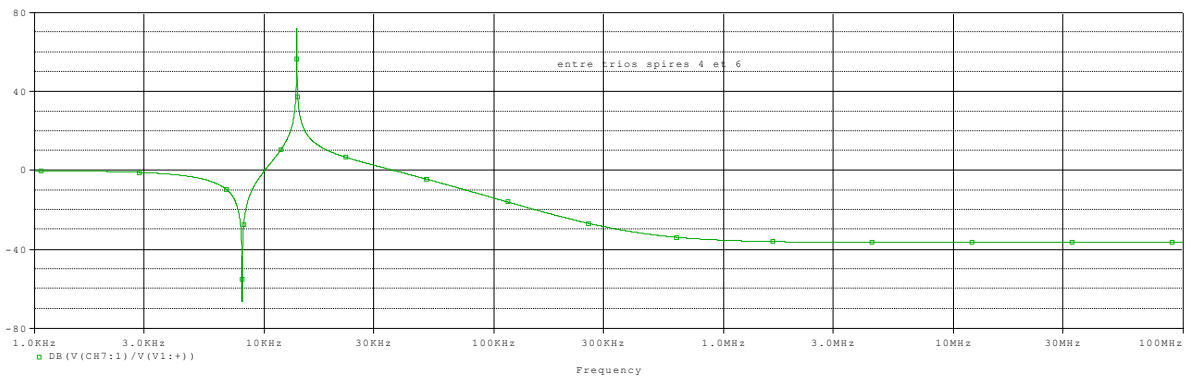


Fig. IV.7.c la réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (4 et 6)

On remarque que l'apparition des pics de résonances dans la zone de gamme (3-50 kHz) et leurs déplacements avec la translation du défaut. La déformation de la forme de la réponse en fréquence par rapport à la réponse de l'enroulement sain est bien vérifiée.

Mais dans l'intervalle (1-3 kHz, 100 kHz-100 MHz) la forme de la réponse ne change pas sauf que les amplitudes diminuent selon le défaut appliqué le long de l'enroulement comme le montre les figures IV.7.a, b, c.

IV.4.2.1.4 Défaut entre quatre spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre quatre spires.

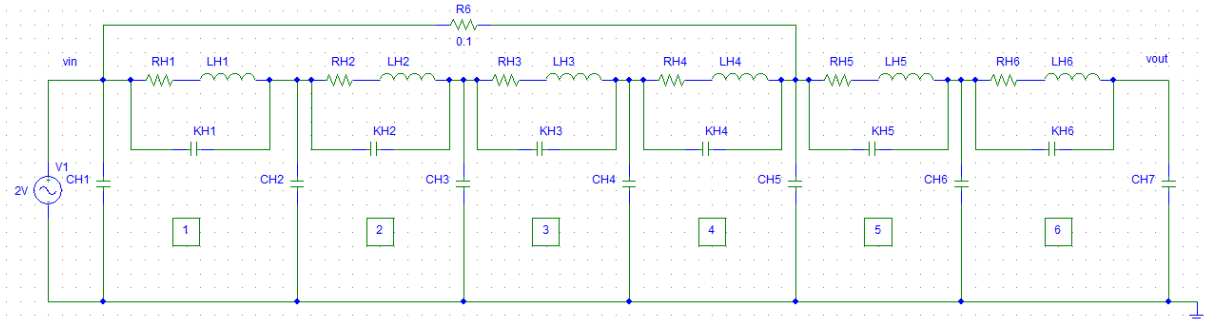


Fig. IV.8 Défaut entre quatre spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (1 et 4)

La figure IV.8.a ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 4).

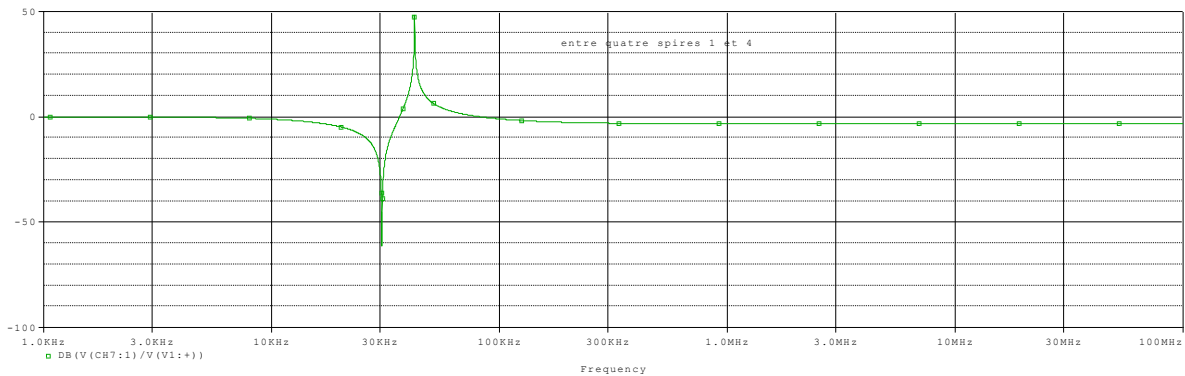


Fig. IV.8.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (1 et 4)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (2 et 5)

La figure IV.8.b ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (2 et 5).

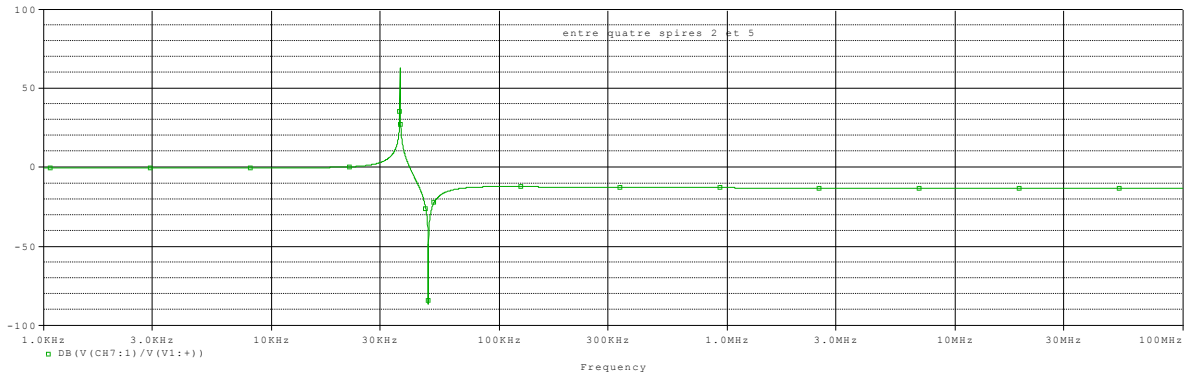


Fig. IV.8.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (2 et 5)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (3 et 6)

La figure IV.8.c ,représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (3 et 6).

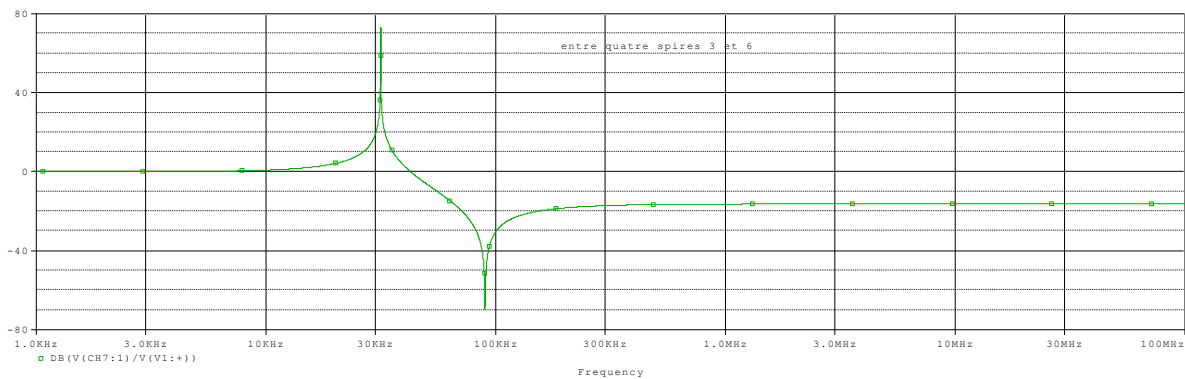


Fig. IV.8.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (3 et 6)

On remarque que l'apparition de pic de résonance dans la zone de gamme (8KHz-30KHz) lors de court-circuit au niveau de la première spire (fig. IV.8.a), et déplacements des pics avec le déplacement de défaut qui apparait dans la large de fréquence (50KHz-200KHz) , on constate la déformation de la forme de la réponse en fréquence par rapport à la réponse de l'enroulement sain. Dans l'intervalle (1KHz-25KHz ,300KHz-100MHz) la forme de la réponse ne change pas sauf que les amplitudes atténuent selon le défaut appliqué le long de l'enroulement comme la montre les figures IV.8. b, c.

IV.4.2.1.5 Défaut entre cinq spires :

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre cinq spires.

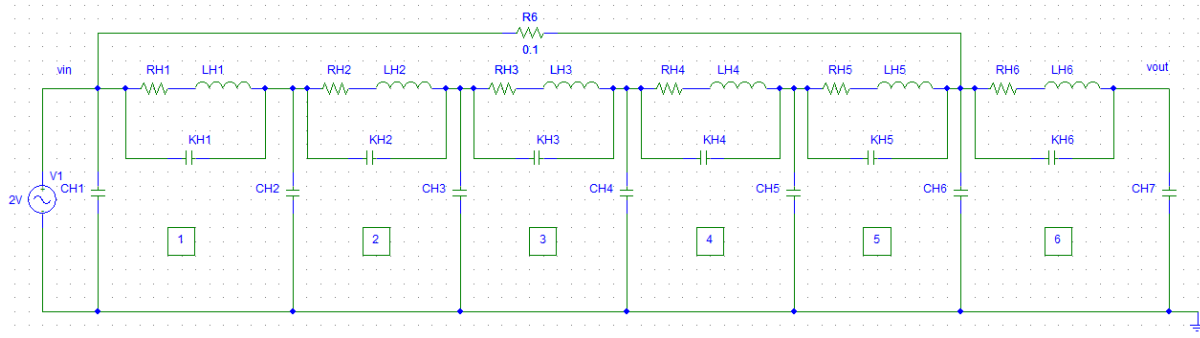


Fig. IV.9 Défaut entre cinq spires

La figure IV.9.a ,représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 5).

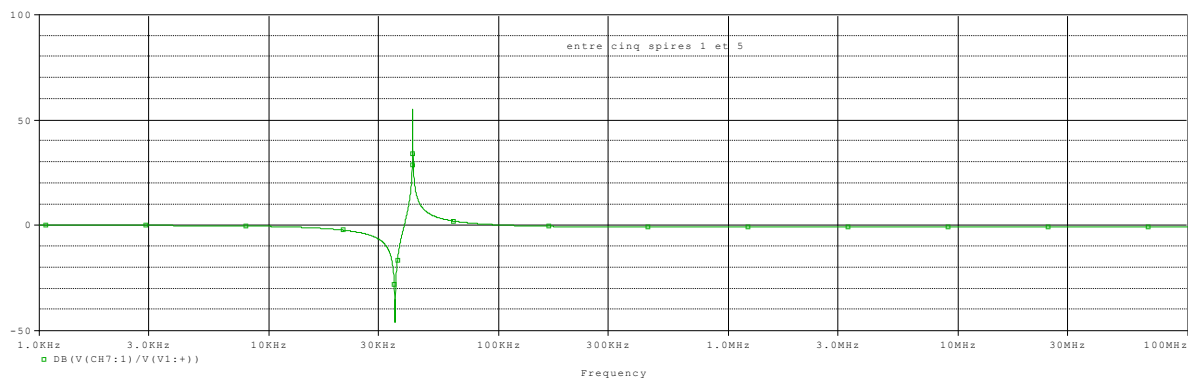


Fig. IV.9.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (1et 5)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (2 et 6)

La figure IV.9.b ,représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (2 et 6).

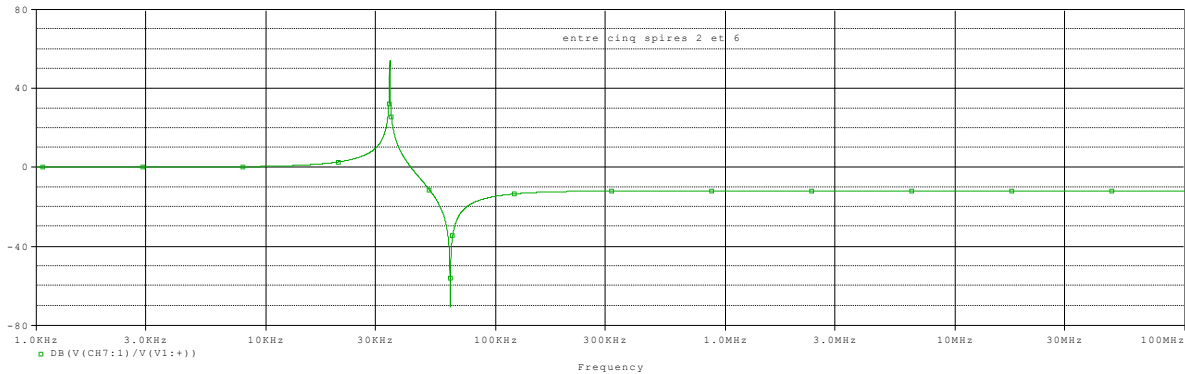


Fig. IV.9.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (2 et 6)

Lors de court-circuit entre les cinq premières spires la mesure de FRA nous indique l'appariation de pic de résonance dans la plage de fréquence (20KHz-50KHz) figure IV.9.a par contre la figure IV.9.b nous montre que la FRA détecte le défaut dans l'intervalle (50KHz-100KHz).

IV.4.2.1.6 Défaut entre six spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre six spires.

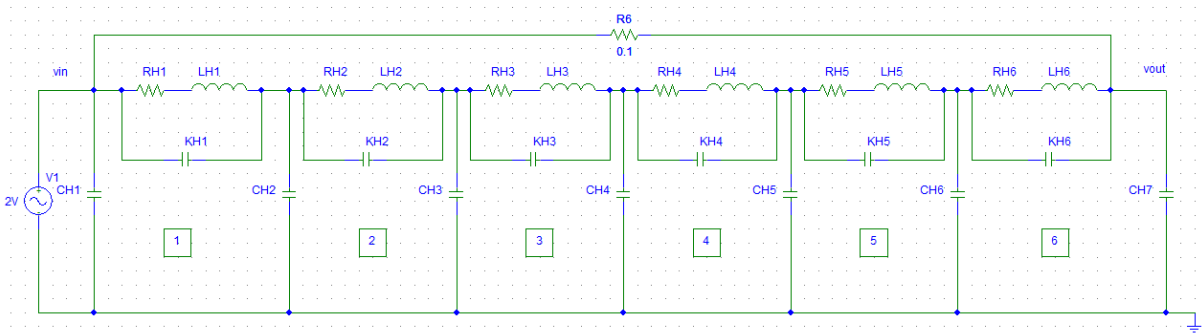


Fig. IV.10 Défaut entre six spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre six spires (1et 6)

La figure IV.10.a ,représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 6).

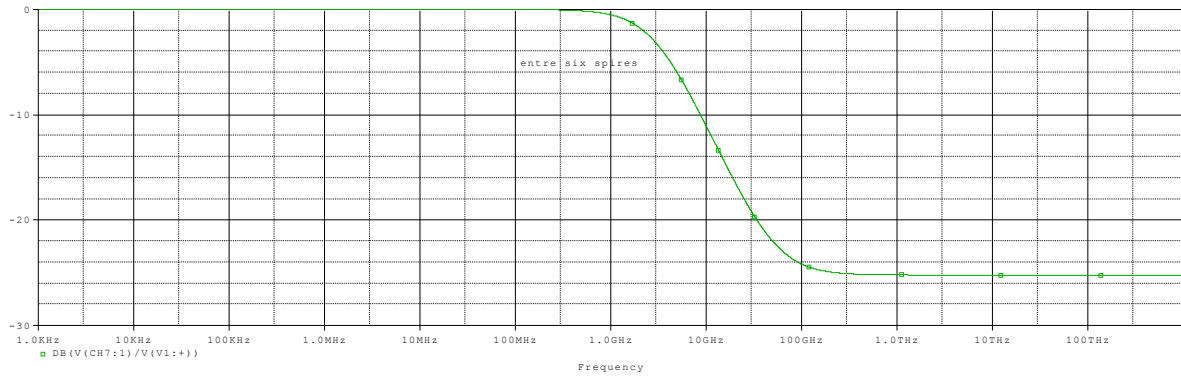


Fig. IV.10.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1et 6)

On court-circuit l'enroulement complet, la réponse en fréquence donnée sur la figure IV.10.a, indique un changement global dans l'allure de la réponse, disparition de fréquences de résonance, l'enroulement se comporte comme un filtre passe bas avec une fréquence de coupure de l'ordre de 5 GHz.

IV.4.2.2 Circuits ouverts

La figure ci-dessous représente le circuit ouvert.

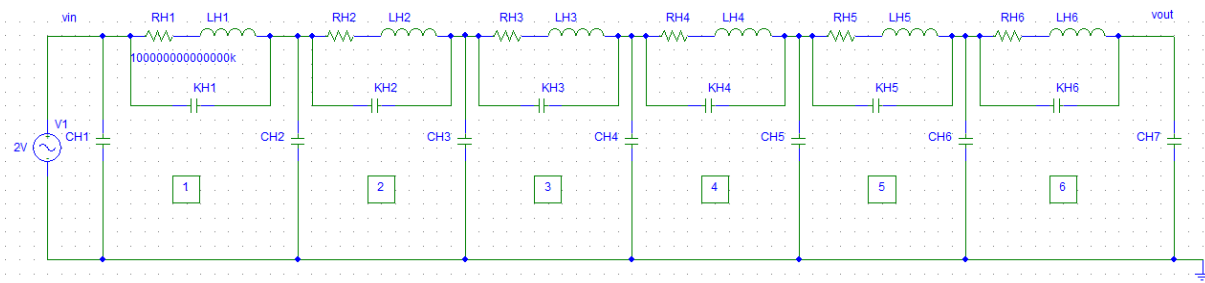


Fig. IV.11 Circuits ouvert

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (1)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (1) est représenté sur la figure IV.11.a.

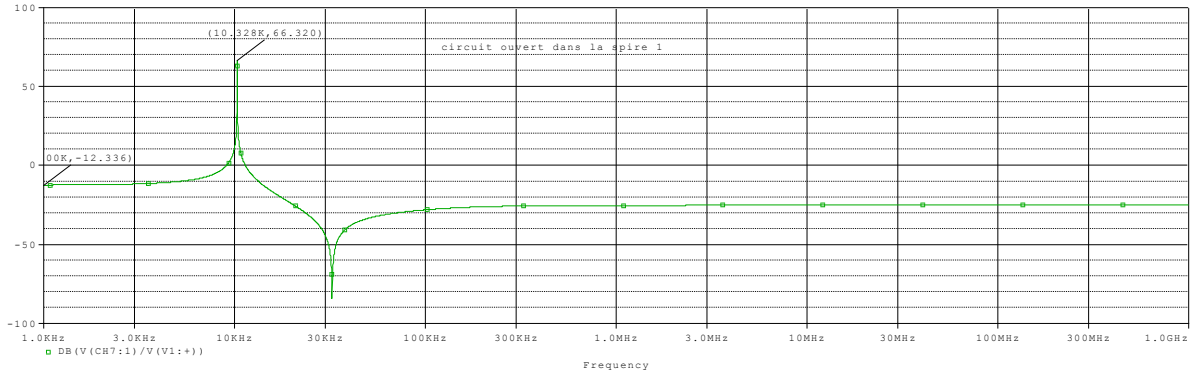


Fig. IV.11.a La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert entre la spire (1)

Lors de défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de la spire (1) de l'enroulement HT, la FRA nous indique l'apparition de pic de résonance dans la plage de fréquence (1kHz-8kHz et 20kHz-100kHz).

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (2)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (2) est représenté sur la figure IV.11.b.

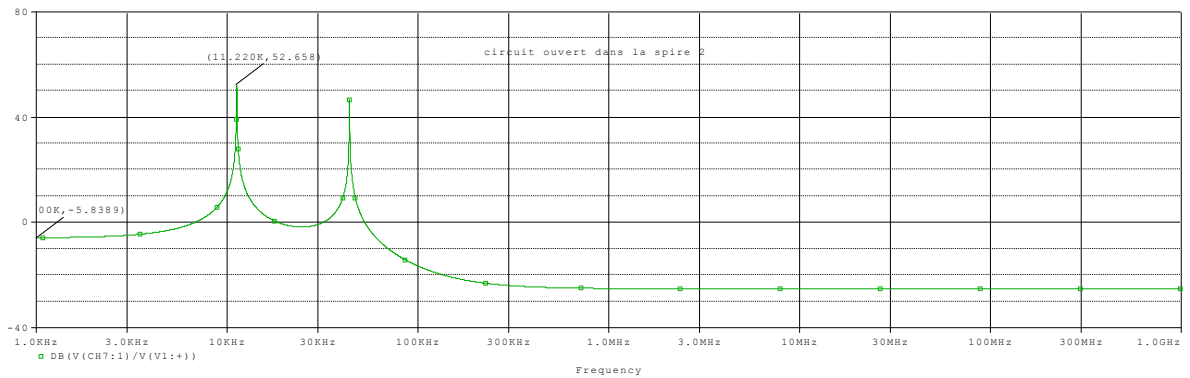


Fig. IV.11.b La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (2)

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (6)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (6) est représenté sur la figure IV.11.c.

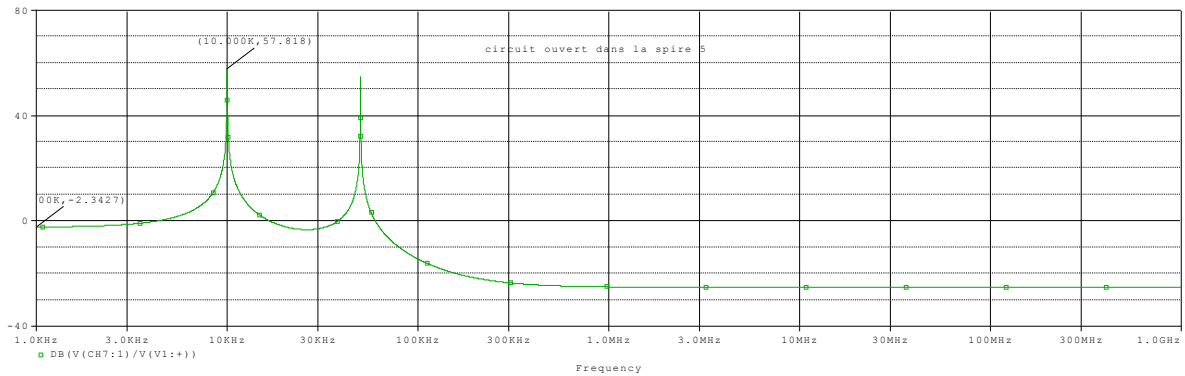


Fig. IV.11.c La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (6)

Les défauts liés aux circuits ouverts ou aux coupures des spires le long de l'enroulement HT sont représentés sur les figures IV.11.b, c. D'après les simulations effectuées, on a constaté l'apparition des déformations de la réponse en gain même aux faibles fréquences. Ces perturbations sont significantes dans la plage de fréquence (1KHz-8KHz). Mais, la réponse en fréquence garde la même forme que la réponse de l'enroulement sain dans la plage (100KHz-100MHz).

IV.4.2.3 Déformations propres de l'enroulement

La figure ci-dessous représente la déformation propre de l'enroulement

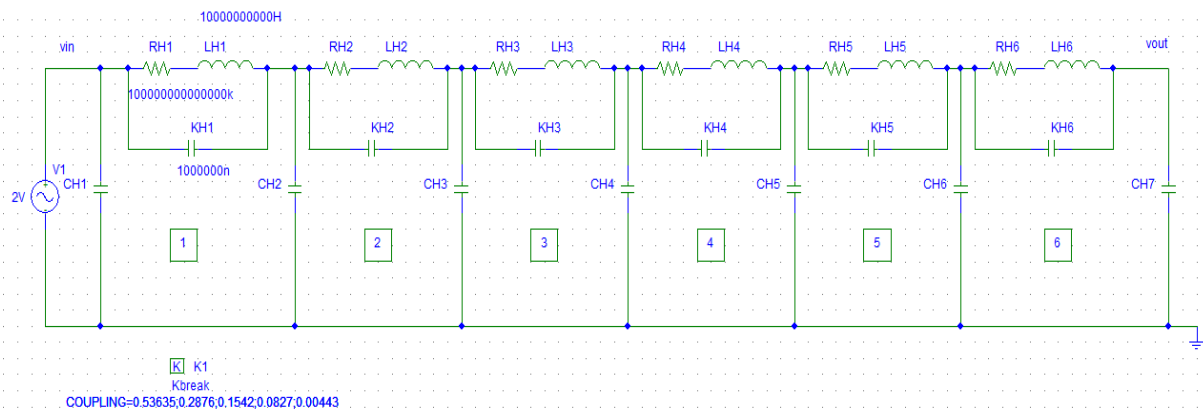


Fig. IV.12 Déformation propre de l'enroulement

La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (1)

La réponse fréquentielle liée à la déformation propre de l'enroulement au niveau de la spire (1) est représentée sur la figure IV.12.a.

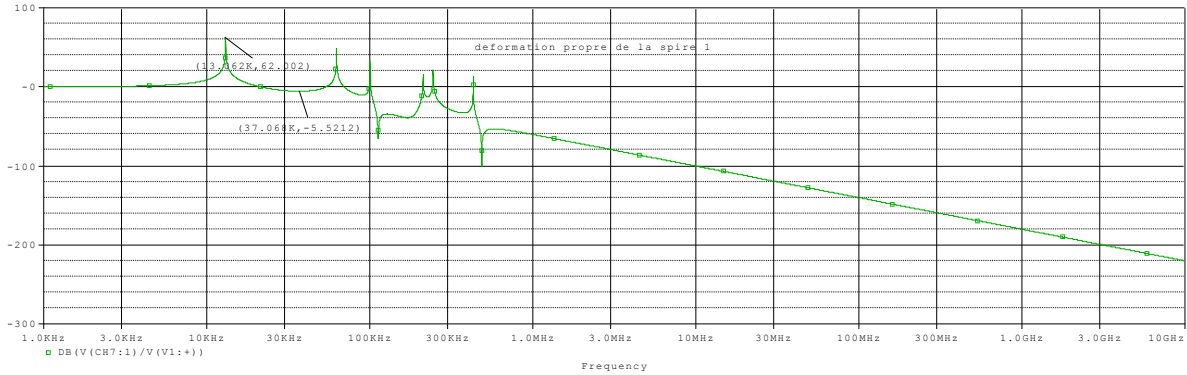


Fig. IV.12.a La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (1)

La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (2)

La réponse fréquentielle liée à la déformation propre de l'enroulement au niveau de la spire (2) est représentée sur la figure IV.12.b.

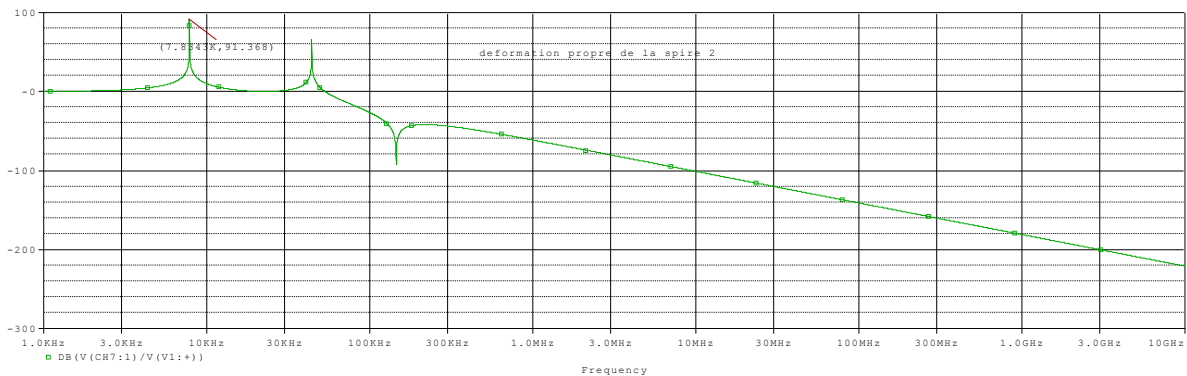


Fig. IV.12.b La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire(2)

La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (6)

La réponse fréquentielle liée à la déformation propre de l'enroulement au niveau de la spire (6) est représentée sur la figure IV.12.c.

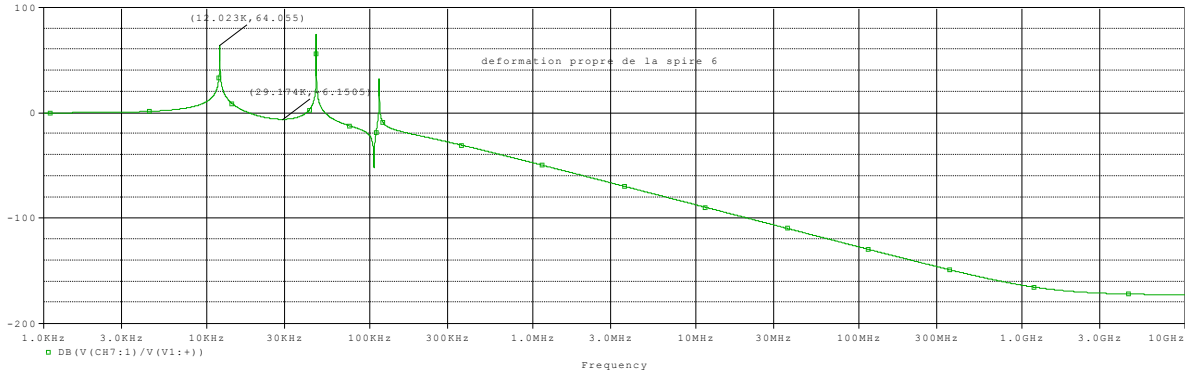


Fig. IV.12.c La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (6)

Les réponses fréquentielles liées aux déformations propres de l'enroulement sont représentées sur les figures IV.12 a, b, c. les déformations se manifestent par des pics de résonances dans (100KHz-2MHz), le déplacement des pics est lié à celui des déformations de la spire le long de l'enroulement.

IV.4.2.4. Défaut entre partie active et la masse

La figure ci-dessous représente le défaut entre partie active et la masse.

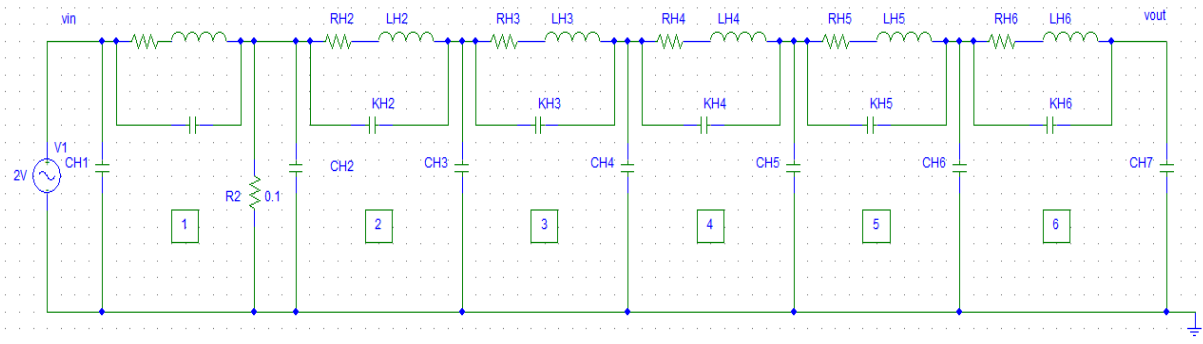


Fig. IV.13 Défaut entre partie active et la masse

La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (1) et la masse :

La figure IV.13.a, montre la réponse liée au défaut entre la partie active (1) et la masse.

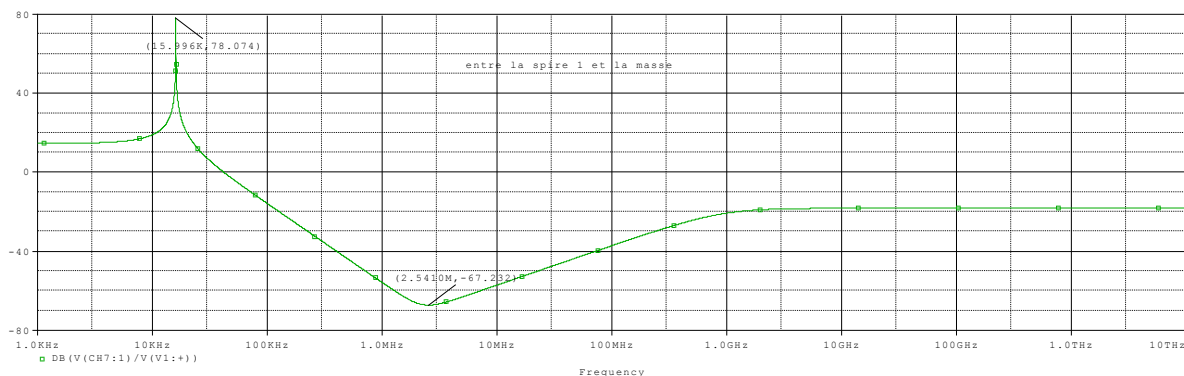


Fig. IV.13.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (1) et la masse

La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (2) et la masse :

La figure IV.13, b, montre la réponse liée au défaut entre la partie active (2) et la masse.

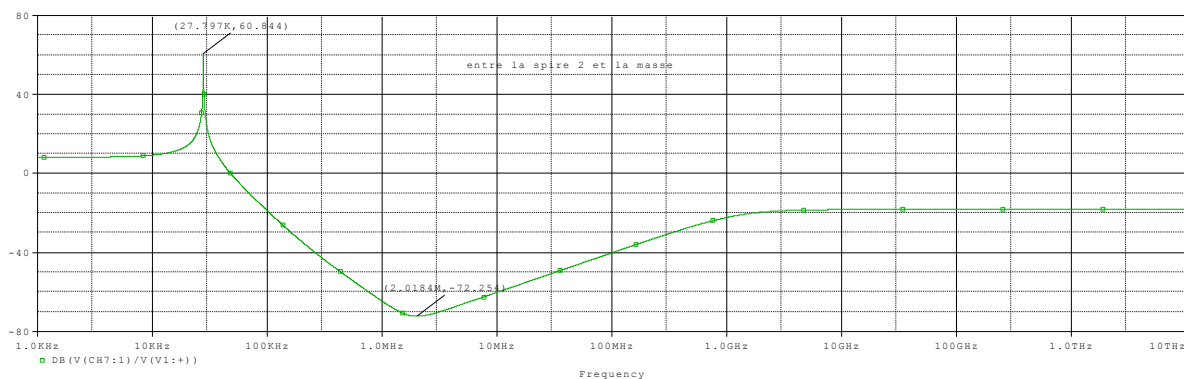


Fig. IV.13.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (2) et la masse

La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (6) et la masse :

La figure IV.13.c, montre la réponse liée au défaut entre la partie active (6) et la masse.

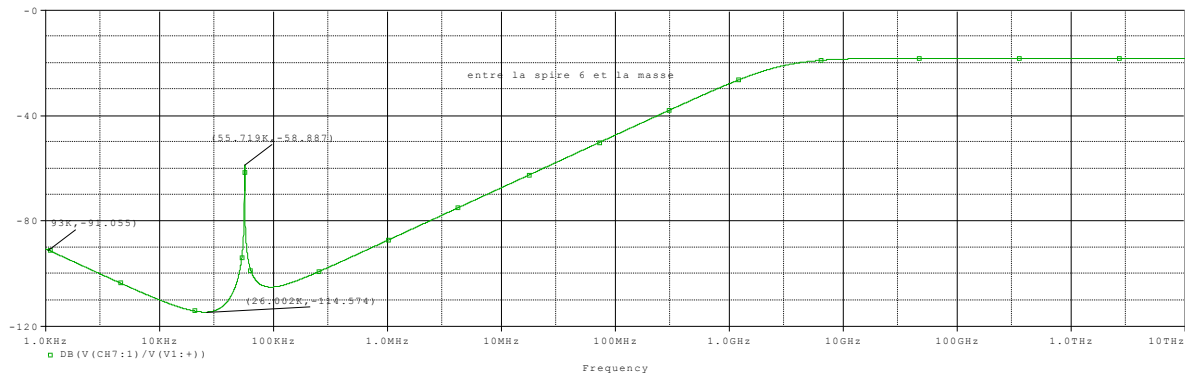


Fig. IV.13.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre partie active (6) et la masse

Les figures IV.1 a. b. c, montrent les réponses liées aux défauts entre la partie active et la masse. Les réponses fréquentielles ainsi obtenues, nous indique l'apparition des perturbations même aux faibles fréquences et l'apparition des pics de résonances dans la gamme de fréquence (100KHz-10MHz).

IV.5 Conclusion

D'après l'investigation menée dans ce chapitre, nous avons tiré les conclusions suivantes :

La réponse fréquentielle de l'enroulement d'un transformateur sain est différente de celle qu'on a obtenue d'un enroulement défectueux.

- Les indications des problèmes sur les enroulements peuvent être déduites des changements de l'allure de la réponse, de l'apparition, déplacement ou disparition des pics de résonance selon le déplacement du défaut le long de l'enroulement et la nature de court-circuit.

- En plus du diagnostic des défauts à la suite de court-circuit, on a constaté l'intérêt croissant qui porte à la détection de la panne et la localisation exacte des défauts sur l'enroulement cela est illustrée par les figures de simulation obtenues. Défauts liés à des déformations des enroulements, nous indique l'évolution de l'état mécanique, géométrique et le comportement de transformateur.

- Les gammes de fréquences où les déformations de la réponse de l'enroulement pour les différentes anomalies simulées, sont concordantes avec celles assignées par les normes appliquées en pratique (Mesure par Frequency Analyser) utilisées par la société de Gestion des Réseaux de Transport d'Énergie (GRTE, SONELGAZ).

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Notre travail est consacré à l'analyse de réponse du gain en fréquence des enroulements d'un transformateur de puissance en vue de son diagnostic.

Nous avons présenté l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, en termes de réduction de la probabilité de défaillance ou de dégradation du service et d'amélioration de l'espérance de vie du transformateur. Plusieurs modèles de transformateurs sont également développés ainsi que la méthode de diagnostic utilisée, laquelle est basée sur la technique d'analyse fréquentielle FRA. .

Le modèle que nous avons jugé le plus adéquat pour notre étude est celui basé sur les inductances propres et mutuelles, car il permet de traduire les différents phénomènes qui se produisent le long des enroulements du transformateur. Ce modèle permettra de modéliser les transformateurs de grande puissance et d'étudier leurs comportements internes (répartition de la tension le long de l'enroulement, le gradient de tension, les fréquences de résonance...). Cependant, il est important de trouver les bonnes procédures qui permettront le calcul des paramètres du modèle afin d'avoir une bonne précision dans les résultats.

La méthode proposée a été ensuite testée sur un transformateur de puissance exploité dans les centrales électriques de la GRTE-SONELGAZ, ayant les caractéristiques : 242/13.8 kV-125 MVA-50Hz ; les conclusions suivantes sont tirées :

- Les défauts de court-circuit entre spires, se manifestent par des pics de résonance dans la région (3-100 kHz) : avec déplacement de ces pics en fonction des défauts le long de l'enroulement.
- Les défauts liés aux ouvertures ou aux coupures de spires de l'enroulement apparaissent comme des perturbations sur la réponse en gain même aux faibles fréquences, ces perturbations sont importantes dans la plage de fréquence (1-100 kHz).
- Les défaillances liées aux déformations propres de l'enroulement se manifestent par des pics de résonances dans la zone (100 kHz-2 MHz).
- Les réponses liées aux défauts entre la partie active et la masse, se manifestent par des pics de résonance dans la plage de fréquence (100 kHz-10 MHz)

Les résultats de simulation du modèle simplifié, adopté, sont concordants avec ceux assignés par les normes d'essais pratiques avec l'appareil FRA (Frequency Analyser). Les perturbations restent toutefois insignifiantes en Haute Fréquence.

Comme perspectives pour ce travail, nous suggérons les points suivants :

- Un calcul plus affiné des paramètres des éléments du modèle équivalent en tenant compte de la variation paramétrique en fonction de la fréquence et de la température.
- Etude de l'empreinte suite au déplacement relatif entre les deux enroulements HT et BT.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1]:L.Satish, Subrat K.Sahoo, « Locating faults in a transformer winding: An experimental study », Electric Power Systems Research 79 (2009)89-97.
- [2]: M.N.Baudyopadhyay, « Transformers diagnostics in the practical field», Power Engineering, 2007, Large Engineering System Conference on,P.192-202,IEEE.
- [3]: BOURGEOIS.A, « Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance », Institut national polytechnique de Grenoble, Février 2007.
- [4] : IVANOV.S, « Machines électriques », volume II, Edition Mir Moscou, 1980.
- [5] : MERLET.R, « Technologie d'électricité générale et professionnelle », édition Dunod paris, 1969.
- [6] : MARTIN.J,HEATHCOTE,C ENG,FIEEE, «The J and P Transformer book ,A Partial Technology of Power transformer», Twelfth edition Newnes,1998.
- [7]: LEFEVRE.A, « Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs », Ecole Polytechnique de Nantes, 2006.
- [8] : MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, «Etude de l'Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur», page1-23, 2009.
- [9]: 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.
- [10]: Leon, A. Semlyen, «Time domain modelling of eddy current effects for transformer transients. » IEEE Transaction on power delivery Vol: 8, No: 1, January 1993.
- [11]: Tenue des transformateurs en cas de défauts internes, Raux / Leconte / Gibert, CIRED 89.
- [12]:C.Andrieu, E. Dauphant D. Boss, « A Frequency-Dependant Model For a MV/LV Transformer» International Conference on Power Systems Transients (IPST), Budapest, Hungary, June 20-24, 1999.
- [13]: B.Gustavsen, A. Semlyen. « Application of vector fitting to state equation representation of transformers for simulation of electromagnetic transients ». IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998.
- [14]: Technique de l'ingénieur.

- [15]: Xose M. L.F and Casimiro A.M., « Computation method for transients in power transformers With lossy windings» IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 45, N°. 3, March 2009, pp 1863-1866.
- [16]: M.J. Manyahi, M. Leijon, R. Thouttappillil, " Transient response of transformer with XPLE insulation cable winding design. ", Electrical power & energy systems, Vol 27 pp. 69-80, 2005.
- [17]: N.Aouchar, C.Bekhaled « Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateur », Projet de fin d'études, Département Génie électrique, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2005.
- [18] : M. Belkacem « Comportement de l'huile de transformateur 'Borak 22' sous tension alternative 50 Hz », Mémoire de Magister, Département du Génie Electrique, Option : Réseaux Electriques et Haute Tension, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Soutenu publiquement le 16/05/2007.
- [19] : S. Boudraa «Analyse de gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2005.
- [20]:A.Morched, L.Marti, J Ottevangers« A high frequency transformer model for EMTP ». IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 8, No. 3, July 1993.
- [21]: 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.
- [22] :M.jose Ignacio ANGUS GOMES, Mlle Ana AZNAR BLANES « Technique de diagnostic des transformateur de puissance », Formation sur le diagnostic des transformateurs, Ayant lieu à EL-HAMMA, Du 27/10 au 29/10/2007.
- [23] :H.Houassine « Etude des surtensions dans les blocs alternateur-transformateurs des centrales électriques », Thèse de Doctorat, Département Génie électrique, Université de Tizi-Ouzou 2010.
- [24] : OMICRON electronics « FRAnalyzer Manuel d'utilisation »Référence -VESD0662 Version du manuel : FRA.FR.1, 2006.
- [25] :Megger « FRAX 101 Analyseur de réponse de la fréquence de balayage », FRAX101_DS_fr_V01.
- [26] : Xose M. L.F and Casimiro A.M., "Computation method for transients in power transformers With lossy windings." IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 45, N°. 3, march 2009, pp 1863-1866.
- [27]: Tran-Anh. T, "Modélisation de la propagation des signaux HF dans le réseau d'énergie électrique», Ecole Centrale de Lyon, 2006, Thèse de Doctorat
- [28] : Gueller.B, Veverka.A, «Processus impulsionnelles dans les machines électriques», Energya, Moscou, 1973.

[29] : Mufidzada N.A., Otman-Cherif T., Megherbi M, «Précision de calcul des surtensions dans les enroulements des transformateurs», "Electrichestvo" (Electrical Technology Russia), N°1, pages 56 – 57, Moscou, 2003.

[30] :Otmane-Cherif T, N.Mufidzada, N.Benamrouche "Influence of the Number of the nodes in the Windings Equivalent circuit o the Surge voltages in transformers", International Review on Modelling and Simulation, Italy, Vol. 1, N°2, pp 78-84, October 2008.

[31]: Lochanin A.K., Wenger S, «Impulse surge voltage computing in Transformer winding», Electrichestvo, No.4, 1967, Moscow, pp. 5-10.

[32]: Neklepaev B.N, Kryoutchkov I. P."Partie électrique des centrales électriques". Moscou, "Energoatomizdat ", 1989.

[33] : LOKHANIN A.K, POGOSTIN V.V, Bilan de travail scientifique, Série de surtension, 1971.

[34] : Didier FULCHIRON, Cahier Technique Schneider n°192 édition avril 1998, NF C 52-726 : Transformateurs de puissance de type sec.

[35] : Les schémas de liaison à la terre en haute tension (régimes de neutre), Cahier Technique n°172, B. Lacroix et R.Calvas.

[36] : Protection contre les défauts dans les transformateurs de distribution HT/BT, Bruggemann / Daalder / Heinemeyer / Blower,CIREN 91.

Annexes

Annexe

▪ Calcul numérique des paramètres des enroulements HT et BT

La longueur d'un élément des deux enroulements est :

a : la distance entre les éléments (disque, bobines, spires,...etc.)

b_{HT} : La distance entre l'enroulement haute tension et le noyau.

b_{BT} : La distance entre l'enroulement basse tension et le noyau.

$$a = \frac{L}{n} = \frac{1900}{4} = 475\text{mm} \quad a = 475\text{mm}$$

La valeur de b sera donnée par :

$$b_{HT} = r_{\text{moyHT}} - r_n \quad \text{Pour l'enroulement haute tension.}$$

$$b_{BT} = r_{\text{moyBT}} - r_n \quad \text{Pour l'enroulement basse tension.}$$

$$r_n = 445\text{mm} \quad \text{Rayon de noyau.}$$

$$r_{\text{moyHT}} = \frac{r_{\text{extHT}} + r_{\text{intHT}}}{2} = \frac{820 + 580}{2} = 700\text{mm}$$

$$r_{\text{moyHT}} = 700\text{mm}$$

$$b_{HT} = 700 - 445 = 255\text{mm}$$

$$b_{HT} = 225\text{mm}$$

$$r_{\text{moyBT}} = \frac{r_{\text{extBT}} + r_{\text{intBT}}}{2} = \frac{560 + 460}{2} = 510\text{mm}$$

$$r_{\text{moyBT}} = 510\text{mm}$$

$$b_{BT} = 510 - 445 = 65\text{mm}$$

$$b_{BT} = 65\text{mm}$$

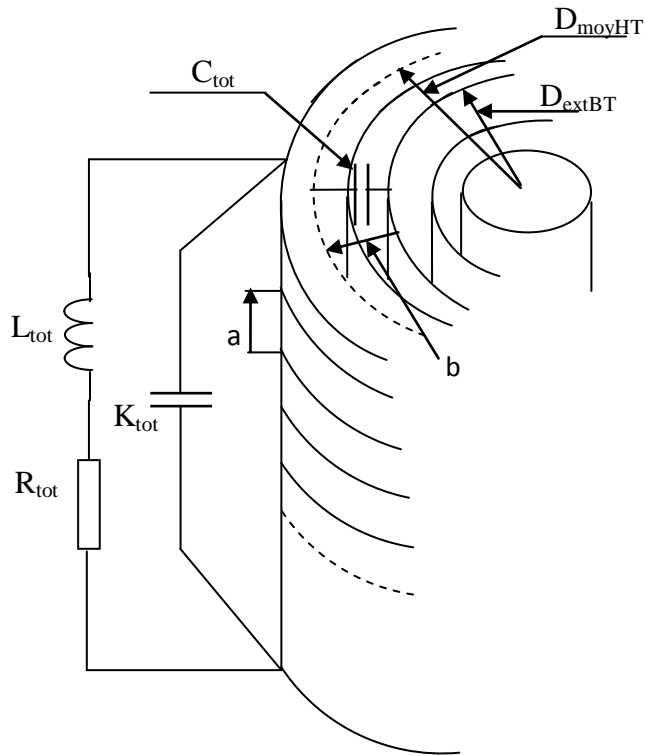


Fig. 1 Définition des paramètres du transformateur

➤ Détermination de la résistance RH et RB

R_{1HT} : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par :

$$R_{1HT} = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_{nHT}^2}{S_n^2}$$

$$R_{1HT} = \frac{315 \cdot 10^3 \cdot (242 \cdot 10^3)^2}{(125 \cdot 10^6)^2} = 0,3748\Omega$$

$$R_{1HT} = 1.1807\Omega$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément HT est :

$$R_{HT} = \frac{R_{1HT}}{n}$$

$$R_{HT} = \frac{1.1807}{4} = 0,2951\Omega$$

R_0 : est la résistance de l'enroulement BT à la fréquence de 50 Hz calculée par :

$$R_{2BT} = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_{nBT}^2}{S_n^2}$$

$$R_{2BT} = \frac{315 \cdot 10^3 \cdot (13,8 \cdot 10^3)^2}{(125 \cdot 10^6)^2} = 0,0038\Omega$$

$$R_{2BT} = 0,0038\Omega$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément BT est :

$$R_{BT} = \frac{R_{2BT}}{n}$$

$$R_{BT} = \frac{0,0038}{4} = 0,00095\Omega$$

➤ **Inductances propre de l'enroulement HT**

$$L_H = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{nHT}^2}{S_n}$$

$$L_H = \frac{1}{2\pi 50} \frac{11}{100} \frac{(242 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 0,16412H$$

$$L_{HT} = \frac{L_H}{n} = \frac{0,16412}{4} = 0,04103H$$

$L_{HT} = 41030\mu H$: l'inductance totale d'un élément de l'enroulement HT

➤ **Inductances propre de l'enroulement BT**

$$L_B = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_{nBT}^2}{S_n}$$

$$L_B = \frac{1}{2\pi 50} \frac{10,5}{100} \frac{(13,8 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 0,00051H$$

$$L_{BT} = \frac{L_B}{n} = \frac{0,00051}{4} = 0,0001275H$$

$L_{BT} = 127,5\mu H$: l'inductance totale d'un élément de l'enroulement BT

Les inductances L_{HT} , L_{BT} sont les inductances d'un élément des enroulements comportant respectivement les inductances propres L'_{HT} , L'_{BT} , les inductances mutuelles entre les différents

éléments de l'enroulement d'un coté et les mutuelles entre l'élément d'un enroulement primaire et les éléments du seconde enroulement.

Donc pour calculer L'_{HT}, L'_{BT} , on est dans l'obligation de passer par le calcul des coefficients des mutuelles σ_{ij}

Le calcul des coefficients des mutuelles entre les éléments du même enroulement se fait en fonction de : $\frac{a}{b_{HT}}$ (Tableau 1) pour le primaire, puis en fonction de $\frac{a}{b_{BT}}$ (Tableau 2) pour le secondaire, celles entre les éléments des deux enroulements en fonction de $\frac{a}{\sqrt{b_{HT}.b_{BT}}}$ (Tableau3).

➤ **Calcul de coefficients entre les éléments de l'enroulement HT**

Tableau.1

N^0	a	b_{HT}	$\frac{a}{b_{HT}}$	$\sigma_{HH} = \frac{M_{HH}}{L}$
1	475	255	1,862	0.15524587973975
2	950	255	3,725	0.02410128317617
3	1425	255	5,588	0.00374162490954

➤ **Calcul de coefficients entre les éléments de l'enroulement BT**

Tableau .2

N^0	a	b_{BT}	$\frac{a}{b_{BT}}$	$\sigma_{BB} = \frac{M_{BB}}{L}$
1	475	65	7,307	$0.67036225828260.10^{-3}$
2	950	65	14,615	$0.00044938555733.10^{-3}$
3	1425	65	21,923	$0.00000030125112.10^{-3}$

➤ **Calcul de coefficients entre les deux enroulements HT et BT**

Tableau.3

N ⁰	a	b _{HT}	b _{BT}	$\frac{a}{\sqrt{b_{HT} \cdot b_{BT}}}$	$\sigma_{HB} = \frac{M_{HB}}{L}$
1	0	255	65	0	0.02498463413803
2	475	255	65	3,689	0.00062423194301
3	950	255	65	7,378	0.00001559620671
4	1425	255	65	11,068	0.00000038966552

Après le calcul de tous les coefficients de mutuelles, le calcul des inductances propres des enroulements se fera d'après les formules qui suivront :

$$L'_{HT} = \frac{L_{HT}}{\sum \sigma_{HH} + \sum \sigma_{HB}}$$

$$L'_{BT} = \frac{L_{BT}}{\sum \sigma_{BB} + \sum \sigma_{HB}}$$

Après tout calcul fait on aura :

$L'_{HT} = 0.033929707H$: L'inductance propre d'un élément de l'enroulement HT.

$L'_{BT} = 1.299446748 \cdot 10^{-4}H$: L'inductance propre d'un élément de l'enroulement BT.

➤ **Calcul des capacités transversales C et longitudinales K**

✓ **Capacités transversales C**

Le calcul de la capacité entre l'enroulement HT et la masse (cuve) se fera par la formule suivante :

$$C_{1tot} = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot \pi \cdot l \cdot \frac{d_{cuv} + d_{exHT}}{d_{cuve} - d_{exHT}}$$

Avec :

$\epsilon_0 = 8,8510^{-12} F/m$: Est la permittivité absolue de l'air.

$\epsilon_r = 3,9$: Est la permittivité relative d'huile.

$$C_{1\text{tot}} = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 3,9 \cdot \pi \cdot 1900 \cdot 10^3 \frac{2650 + 1640}{2650 - 1640}$$

$$C_{1\text{tot}} = 874 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne} \quad C_{1\text{tot}} = 874 \text{ PF}$$

La capacité transversale C_{HT} d'un élément entre l'enroulement HT et la masse est donnée par la formule suivante:

$$C_{\text{HT}} = \frac{C_{1\text{tot}}}{\text{Nombre d'élément} + 1}$$

$$C_{\text{HT}} = \frac{874 \cdot 10^{-12}}{5} = 175 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne} \quad C_{\text{HT}} = 175 \text{ PF}$$

$$C_{\text{HT}} = 0,000175 \mu\text{F}$$

Le calcul de la capacité entre l'enroulement BT et le noyau se fera par la formule suivante :

$$C_{2\text{tot}} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{\text{intBT}} + d_n}{d_{\text{intBT}} - d_n}$$

$$C_{2\text{tot}} = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 3,9 \cdot 3,14 \cdot 1900 \cdot 10^3 \frac{920 + 890}{920 - 890}$$

$$C_{2\text{tot}} = 12423 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne} \quad C_{2\text{tot}} = 12423 \text{ PF}$$

La capacité transversale C_{BT} d'un élément entre l'enroulement BT et le noyau est donnée par la formule suivante :

$$C_{\text{BT}} = \frac{C_{2\text{tot}}}{\text{Nombre d'élément} + 1}$$

$$C_{\text{BT}} = \frac{12423 \cdot 10^{-12}}{5} = 2484,6 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne} \quad C_{\text{BT}} = 2484,6 \text{ PF}$$

$$C_{\text{BT}} = 0,0024846 \mu\text{F}$$

La capacité totale C_{HBtot} entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{12\text{tot}} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{\text{intHT}} + d_{\text{extBT}}}{d_{\text{intHT}} - d_{\text{extBT}}}$$

$$C_{12\text{tot}} = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 3,9 \cdot 3,14 \cdot 1900 \cdot 10^3 \frac{1160 + 1120}{1160 - 1120} \text{ ce qui donne } C_{12\text{tot}} = 11737\text{PF}$$

La capacité transversale C_{HBT} d'un élément entre les enroulements primaires et secondaires est donnée par la formule suivante :

$$C_{\text{HBT}} = \frac{C_{12\text{tot}}}{\text{Nombre d'élément} + 1}$$

$$C_{\text{HBT}} = \frac{11737 \cdot 10^{-12}}{5} = 2347,4 \cdot 10^{-12}\text{F} \text{ ce qui donne } C_{\text{HBT}} = 2347,4\text{PF}$$

$$C_{\text{HBT}} = 0,0023474\mu\text{F}$$

✓ Capacités longitudinales K

Connaissant les valeurs des capacités C_{HT} , C_{BT} et C_{HBT} , on peut passer facilement au calcul des capacités longitudinales K_{HT} , K_{BT} par la formule suivantes

$$K_{\text{ntot}} = \frac{C_{\text{n}\Sigma}}{\alpha^2}$$

Avec :

$$C_{1\Sigma} = C_{1\text{tot}} + \frac{C_{12\text{tot}}C_{2\text{tot}}}{C_{12\text{tot}} + C_{2\text{tot}}}$$

$$C_{2\Sigma} = C_{2\text{tot}} + \frac{C_{12\text{tot}}C_{1\text{tot}}}{C_{12\text{tot}} + C_{1\text{tot}}}$$

$$K_{1\text{tot}} = \frac{C_{1\Sigma}}{\alpha^2} \text{ avec:}$$

$$C_{1\Sigma} = 874 + \frac{11737 \cdot 12423}{11737 + 12423} \text{ ce qui donne } C_{1\Sigma} = 6909,13\text{PF}$$

$$K_{1\text{tot}} = 1251,08\text{PF}$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement HT est donné par :

$$K_{\text{HT}} = K_{1\text{tot}} \cdot n \text{ ce qui donne } K_{\text{HT}} = 0,00500432\mu\text{F}$$

$$K_{2\text{tot}} = \frac{C_{2\Sigma}}{\alpha^2} \text{ avec:}$$

$$C_{2\Sigma} = 12423 + \frac{11737 \cdot 874}{5373 + 874} \text{ ce qui donne } C_{2\Sigma} = 14065\text{PF}$$

$$K_{2\text{tot}} = 2546.85 \text{ PF}$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement BT est donné par :

$$K_{\text{BT}} = K_{2\text{tot}} \cdot n \quad \text{ce qui donne} \quad K_{\text{BT}} = 0,0101874 \mu\text{F}$$

▪ **Calcul numérique des paramètres des enroulements HT**

➤ **Détermination de la résistance R**

R_0 : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par :

$$R_0 = \frac{\Delta P_{\text{cc}} \cdot U_{\text{nHT}}^2}{S_n^2}$$

$$R_0 = \frac{315 \cdot 10^3 \cdot (242 \cdot 10^3)^2}{(125 \cdot 10^6)^2} = 1,1806 \Omega$$

$$R_0 = 1,1806 \Omega$$

La résistance $R_{i\text{HT}}$ d'un élément (i) de l'enroulement est donnée par la relation suivante :

$$R_{i\text{HT}} = \frac{R_0}{\text{Nombre d'éléments}}$$

Les $R_{i\text{HT}}$ pour les différents nombres d'élément sont donnés dans le tableau 4.

Tableau III.4

N	2	4	6	8	10
$R_{i\text{HT}}$	0,5903	0,2951	0,1967	0,1475	0,1180

➤ **Détermination de l'inductance propre L et les coefficients des mutuelles σ_{ij}**

$$L_{\text{tot}} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{\text{cc}}}{100} \frac{U_{\text{nHT}}^2}{S_n}$$

$$L_{\text{tot}} = \frac{1}{2\pi 50} \frac{11}{100} \frac{(242 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 0,1641 \text{H}$$

D'autre part, l'inductance d'un élément (i) de l'enroulement est calculée par la formule suivante :

$$L'_{iHT} = \frac{L_{tot}}{\text{Nombre d'éléments}}$$

$$L'_{iHT} = \frac{0,1641}{6} = 0,02735$$

$$L'_{iHT} = 0,02735H$$

Dans le tableau 5 sont rassemblées les valeurs de l'inductance L pour les différents nombres d'élément :

Tableau III.5

N	2	4	6	8	10
L'_{iHT}(H)	0,08205	0,04102	0,02735	0,02051	0,01641

L'inductance L_{iHT} tient compte à la fois de l'inductance propre L'_{iHT} et la somme des mutuelles M_{ij} , en d'autre terme :

$$L_{iHT} = L'_{iHT} + \sum_{j=1, j \neq i}^n M_{ij}$$

Ce qui revient à calculer les coefficients de mutuelles, elles sont données par la relation

$$\sigma_{ij} = \frac{M_{ij}}{L_{iHT}} = f\left(\frac{a}{b}\right)$$

Ou :

$$a = \frac{\text{longueur de l'élément}}{\text{Nombre d'éléments}} \quad : \text{ est la distance entre les éléments de l'enroulement .}$$

$$b = \frac{d_{intHT} + d_{extHT}}{4} \quad : \text{ est la distance entre l'élément et le noyau .}$$

$$a=316,66\text{mm}$$

$$b=700\text{mm}$$

Les résultats de calcul des coefficients des mutuelles pour $n=6$ sont dans le tableau III-8.

➤ Détermination des capacités transversales C_1, C_2

La capacité totale C_{1tot} entre l'enroulement et le noyau est donnée par :

$$C_{1tot} = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot \pi \cdot l \cdot \frac{d_{intHT} + d_n}{d_{intHT} - d_n}$$

$$C_{1\text{tot}} = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 3,9 \cdot 3,14 \cdot 1900 \cdot 10^{-3} \frac{1160 + 890}{1160 - 890}$$

$$C_{1\text{tot}} = 1564,96 \cdot 10^{-12} \text{F}$$

ce qui donne $C_{1\text{tot}} = 1564,96 \text{PF}$

$$C_1 = \frac{C_{1\text{tot}}}{\text{Nombre d'élément} + 1}$$

$$C_1 = \frac{1564,96 \cdot 10^{-12}}{7} = 223,56 \cdot 10^{-12} \text{F}$$

ce qui donne $C_1 = 223,56 \text{PF}$

$$C_1 = 0,00022356 \mu\text{F}$$

➤ **Calcul de coefficient de mutuelle entre l'élément de l'enroulement**

Tableau III.7

N°	a	b	$\frac{a}{b_{\text{HT}}}$	$\sigma_{\text{iHT}} = \frac{M_{\text{iHT}}}{L_i}$
1	316,66	700	0,452	0.63611179525850
2	733,32	700	1,047	0.40463821606699
3	950	700	1,357	0.25739514205257
4	1266,66	700	1,809	0.16373208590188
5	1583,3	700	2,261	0.10415191110446

Donc :

$L_{\text{iHT}} = 0.02735 \text{H}$: L'inductance propre d'un élément de l'enroulement

D'autre part, le tableau 8 donne les valeurs de capacité transversale C_1 de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau III.8

Nombre d'élément	2	4	6	8	10
C_1 (pF)	782,48	391,24	260,82	195,62	156,49

La capacité totale $C_{2\text{tot}}$ entre l'enroulement et la cuve est donnée par :

$$C_{2\text{tot}} = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \pi \cdot l \frac{d_{\text{intHT}} + d_{\text{cuve}}}{d_{\text{intHT}} - d_{\text{cuve}}}$$

$$C_{2\text{tot}} = 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 3,9 \cdot 3,14 \cdot 1900 \cdot 10^{-3} \frac{2650 + 1160}{2650 - 1160}$$

$$C_{2\text{tot}} = 526,53 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne } C_{2\text{tot}} = 526,53 \text{PF}$$

$$C_2 = \frac{C_{2\text{tot}}}{\text{Nombre d'élément} + 1}$$

$$C_2 = \frac{526,53 \cdot 10^{-12}}{7} = 75,21 \cdot 10^{-12} \text{F} \quad \text{ce qui donne } C_2 = 75,21 \text{PF}$$

$$C_2 = 0,00007521 \mu\text{F}$$

De la même manière : le tableau 9 donne les valeurs de capacité transversale C_2 de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau 9

Nombre d'élément	2	4	6	8	10
C_2 (pF)	263,26	131,63	87,75	65,81	52,65

La valeur de la capacité transversale C est la somme de C_1 et de C_2 .

D'où :

$$C = C_1 + C_2$$

Le tableau 10 donne les valeurs de C

Tableau 10

Nombre d'élément	2	4	6	8	10
$C = C_1 + C_2$	1045,74	522,87	348,57	195,62	209,14

➤ Détermination de la capacité longitudinale K

La capacité longitudinale K est calculée d'après la valeur de facteur α :

D'où : $\alpha = 2,35$

D'autre part :

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{\text{tot}}}{K_{\text{tot}}}}$$

$$K_{\text{tot}} = \frac{C_{\text{tot}}}{\alpha^2}$$

Avec : $C_{\text{tot}} = (n+1).C = (n+1) (C_1 + C_2)$

Donc : $C_{\text{tot}} = 7(223,56 + 75,21)$

$$C_{\text{tot}} = 2091,39\text{pF}$$

$$C_{\text{tot}} = 0,00209139\mu\text{F}$$

et

$$K_{\text{tot}} = 378,703\text{pF}$$

$$K_{\text{tot}} = 0,000378703\mu\text{F}$$

La capacité longitudinale d'un élément (i) est :

$$K = K_{\text{tot}} \cdot n$$

n: nombre d'éléments

$$K = 378,703 \cdot 6 = 2272,22\text{pF}$$

$$K = 0,00227222\mu\text{F}$$

Le tableau 11 donne les valeurs de capacité longitudinale K de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau 11

Nombre d'élément	2	4	6	8	10
K (pF)	757,406	1514,812	2272,22	3029,624	3787,03