

Étude de cas d'analyse de la réponse en fréquence (FRA) pour l'évaluation de l'intégrité d'un transformateur usagé suite à une réparation

**R. S. A. FERREIRA¹, H. SIMARD², P. PICHER³,
V. BEHJAT¹, I. FOFANA¹ et H. EZZAIDI¹**

**¹Chaire de recherche sur le vieillissement de l'appareillage haute tension (ViaHT),
Université du Québec à Chicoutimi (UQAC)**

²Énergie Électrique Rio Tinto

**³Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)
Canada**

SOMMAIRE

Ces dernières décennies, l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance suscite de plus en plus d'intérêt de la part des services publics à travers le monde, en raison principalement de la demande croissante d'énergie, combinée au vieillissement de la population des transformateurs. Un grand nombre de transformateurs opérationnels approchent ou ont dépassé la fin de leur durée de vie utile prévue. Rio Tinto, qui utilise environ 187 transformateurs dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean, au Québec (Canada) totalisant une puissance de plus de 2 000 MVA et âgés en moyenne de plus de 60 ans, est aux prises avec cette problématique.

Dans ces circonstances, la gestion d'une population vieillissante de transformateurs de puissance constitue l'un des plus grands défis auxquels font actuellement face les gestionnaires et les ingénieurs responsables des transformateurs de postes électriques. Il serait simple de remplacer tous les transformateurs vieillissants et à risque par des transformateurs neufs et fiables. Or, une telle approche est irréaliste sur le plan financier. D'ailleurs, les résultats de surveillance de transformateurs montrent qu'une bonne partie, voire la plupart, d'entre eux sont en bon état de fonctionnement. Ainsi, une solution plus réaliste consisterait à mener une surveillance continue de leur état afin d'effectuer des réparations préventives et des remplacements planifiés, et d'accroître par le fait même la fiabilité du réseau. Parmi les diverses techniques de surveillance d'état existantes, l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) s'impose de plus en plus dans le secteur électrique comme méthode privilégiée pour évaluer l'état de la partie active des transformateurs.

Le présent article décrit une technique d'évaluation d'état d'un transformateur de puissance de 20 MVA qui repose sur les mesures de la réponse en fréquence. Le transformateur à l'étude a été retiré du service et réparé dans les ateliers de Rio Tinto après qu'une fuite du refroidisseur d'eau interne et un défaut thermique aient été détectés lors d'une analyse des gaz dissous. Des mesures de réponse en fréquence ont été effectuées avant et après la réparation afin d'évaluer l'intégrité de la partie active. Les principaux résultats sont présentés ci-après.

MOTS CLÉS

Surveillance d'état, analyse de réponse en fréquence, transformateurs de puissance
regeli.suassuna-de-andrade-ferreira1@uqac.ca

1 INTRODUCTION

Les transformateurs sont des équipements coûteux qui sont essentiels à la bonne marche des réseaux électriques. Ils jouent un rôle important dans le transport et la distribution de l'électricité. Or, même s'ils sont fiables, des pannes peuvent survenir. Au fil des ans, les techniques d'évaluation de l'état des transformateurs ont considérablement évolué. Aujourd'hui, le vieillissement des transformateurs en service et la demande croissante d'électricité constituent les principaux moteurs d'avancement des techniques d'évaluation de l'état des transformateurs.

Afin de maintenir la fiabilité du réseau électrique, les ingénieurs doivent évaluer l'état des transformateurs en service et prendre des décisions concernant leur fonctionnement, leur réparation, leur remise à neuf ou leur remplacement. Il est important de comprendre les modes de défaillance des transformateurs afin de localiser les pièces touchées et de déterminer les interventions appropriées.

Il y a cinq principaux modes de défaillance des transformateurs de puissance : diélectrique, électrique, mécanique, chimique ou thermique. Selon [1], 38 % des défaillances sont d'origine diélectrique, 22 %, d'origine mécanique et 18 %, d'origine électrique. Représentant près de 80 % de toutes les défaillances de transformateurs, ces trois modes sont aussi les plus couramment surveillés. Les méthodes de surveillance et de diagnostic les plus fréquemment utilisées sont les suivantes : analyse des gaz dissous (AGD) [2, 3], mesure des décharges partielles, mesure de la résistance en courant continu des enroulements, vérification du facteur de puissance, balayage thermique, réponse en fréquence diélectrique [4] et analyse de la réponse en fréquence (FRA) [5 à 8].

Cette dernière est actuellement l'une des techniques les plus couramment utilisées pour détecter les changements mécaniques dans la partie active des transformateurs. L'analyse des courbes de réponse en fréquence permet de déterminer si le transformateur est intact et s'il peut continuer de fonctionner normalement ou s'il doit être réparé avant sa remise sous tension en raison d'écarts de rendement pouvant compromettre son fonctionnement. La FRA vise à comparer les mesures de référence et les mesures après événements. Des écarts dans les courbes de réponse en fréquence peuvent indiquer des défauts électriques ou mécaniques dans la structure interne d'un transformateur qui nécessitent une analyse plus approfondie par des spécialistes.

Le présent article décrit une étude d'intégrité de la partie active d'un transformateur de 161/13,2 kV, 20 MVA, après sa réparation, réalisée à l'aide des mesures de réponse en fréquence. Le transformateur à l'étude a plus de 60 ans et a été mis hors service en raison d'une fuite d'eau détectée dans son système de refroidissement interne. Des défauts thermiques ont également été décelés après une analyse des gaz dissous (AGD). Le transformateur a été réparé dans les ateliers de Rio Tinto et, afin de confirmer la qualité de la partie active une fois réparée, des mesures de réponse en fréquence ont été effectuées avant et après la réparation. Les principaux résultats de cette étude sont présentés plus en détail dans les sections suivantes.

2 ÉVALUATION DE L'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

La surveillance et le diagnostic des transformateurs de puissance nécessitent l'évaluation de différents états. Dans le présent document, les deux principales techniques de surveillance employées sont : 1) l'analyse des gaz dissous (AGD), qui a servi à la détection des défauts thermiques à l'intérieur du transformateur et qui a mené à la mise hors service du

transformateur ; 2) l'analyse de réponse en fréquence (FRA), qui a été employée dans le cadre de cette étude pour vérifier l'intégrité de la partie active après la réparation.

Analyse des gaz dissous

L'analyse des gaz dissous (AGD) est une technique couramment employée pour le diagnostic en ligne des défauts dans les transformateurs isolés à l'huile. La principale difficulté associée à l'utilisation de cette technique pour localiser les défauts réside dans l'établissement de la bonne corrélation entre le défaut et les gaz produits. Le claquage de l'isolant sous l'effet de contraintes électriques, thermiques ou mécaniques libère de petites quantités de gaz, dont la composition est liée au type de défaut présent.

Les gaz peuvent être produits par des arcs électriques, des effluves, des étincelles de faible énergie ou la surchauffe de l'isolant due à une surcharge importante ou à une défaillance du système de refroidissement. Les défauts sont définis en fonction des gaz produits et des gaz qui se forment généralement à différentes températures. Les gaz évalués lors de l'AGD sont les suivants : l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), l'éthylène (C_2H_4), l'éthane (C_2H_6), l'acétylène (C_2H_2), le monoxyde de carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO_2) [2]. D'autres indices sont également vérifiés durant l'AGD, dont le total des gaz combustibles (TCG).

Analyse de réponse en fréquence

L'analyse de réponse en fréquence (FRA) est un puissant outil pour détecter les changements mécaniques dans la partie active des transformateurs de puissance. Puisqu'un transformateur peut être considéré comme un réseau complexe de composants résistifs, inductifs et capacitifs (RLC) – représentant les résistances des enroulements, les inductances des bobines et la capacité des couches isolantes –, une variation de la réponse en fréquence peut indiquer un changement physique dans le transformateur.

La FRA permet d'obtenir une mesure à chaque fréquence par l'injection et la mesure d'une forme d'onde sinusoïdale d'amplitude constante au point de référence et la mesure de l'amplitude et du déphasage au point de réponse [6, 7]. La mesure entre extrémités est le type de mesure le plus couramment employé ; le signal est injecté à une extrémité de l'enroulement et mesuré à l'autre extrémité. Un autre type de mesure consiste à injecter le signal dans un enroulement et à prendre une mesure à l'autre enroulement. Le signal peut, par exemple, être injecté dans l'enroulement haute tension et mesuré à l'enroulement basse tension.

Pour détecter les changements dans le transformateur, les résultats de la FRA doivent être comparés avec la réponse d'un transformateur en bon état, idéalement avant la survenue du défaut dans ce même transformateur. Or, il se peut qu'on ne dispose d'aucun résultat de FRA. Dans ce cas, on pourrait comparer les résultats avec ceux d'un transformateur identique, appelé ci-après « unité jumelle », ou même entre les phases.

3 ÉTUDE DE CAS

Le transformateur à l'étude, illustré à la Figure 1, est un transformateur monophasé de 20 MVA, 161/13,2 kV, fabriqué par General Electric en 1951. Il est équipé d'un commutateur de prises réglables hors tension et d'un système interne de refroidissement à l'eau.

Au cours de l'entretien courant, on a détecté une production anormale de gaz dissous. Le rapport d'AGD des derniers prélèvements avant la mise hors tension du transformateur est résumé au Tableau 1. L'examen du rapport et une comparaison avec la population de transformateurs de Rio Tinto nous ont permis de constater une augmentation d'hydrogène

(H₂) dans le temps ainsi que des valeurs anormales d'éthylène (C₂H₄) et de monoxyde de carbone (CO). Ces anomalies indiquent que l'appareil présente un défaut thermique et qu'il doit être réparé dans les prochains mois.



Figure 1: Transformateur de 20 MVA : (a) complètement assemblé, et (b) retiré de la cuve pour inspection et réparation

Tableau 1: Résumé du rapport d'AGD

Date de prélèvement	3 juillet 2018	13 juin 2018	9 mai 2018	
Température de l'huile	50	46	48	°C
Hydrogène (H ₂)	73 [†]	68 [†]	47	μL/L
Méthane (CH ₄)	21	21	21	μL/L
Éthane (C ₂ H ₆)	11	11	11	μL/L
Éthylène (C ₂ H ₄)	229*	230*	226*	μL/L
Acétylène (C ₂ H ₂)	0	0	0	μL/L
Monoxyde de carbone (CO)	1205	1175	1167	μL/L
Dioxyde de carbone (CO ₂)	7977*	8072*	7674*	μL/L
TCG équivalent	1.473	1.444	1.417	%
Humidité	21	18	18	mg/kg

([†] : forte augmentation ; * : niveau anormal)

Une inspection périodique du système de refroidissement à l'eau du transformateur a aussi révélé la présence d'huile de transformateur dans l'eau de refroidissement, ce qui a nécessité une intervention immédiate dans le transformateur. Les résultats de l'AGD et la présence d'huile dans le système de refroidissement ont justifié à eux seuls la mise hors service du transformateur.

Après sa mise hors tension, le transformateur a été inspecté plus en profondeur dans l'atelier. Puisque les enroulements et le noyau devaient être démontés pour que l'on vérifie l'intégrité mécanique du transformateur, des essais de réponse en fréquence ont été effectués avant et après le démontage des enroulements, conformément aux recommandations de la CEI [6].

Tout d'abord, une mesure de réponse en fréquence a été effectuée avec la partie active du transformateur hors de la cuve (Figure 1b). Les enroulements ont été retirés du noyau et plusieurs défauts d'isolement ont été relevés au cours de l'inspection visuelle, dont les principaux sont illustrés à la Figure 2. Les défauts ont été corrigés et le transformateur remonté. De nouvelles mesures de réponse en fréquence ont ensuite été prises pour vérifier s'il y avait eu des changements dans le transformateur après le démontage, la réparation et le remontage.

Après la dernière mesure de réponse en fréquence suivant la réparation, les enroulements du transformateur ont été resserrés et remis dans la cuve. On a rempli la cuve d'huile, préalablement traitée pour en éliminer les impuretés et l'humidité, et installé les traversées.

Pour étudier plus à fond l'intégrité mécanique du transformateur, on a comparé les mesures de réponse en fréquence du transformateur une fois complètement remonté (c'est-à-dire, partie active dans la cuve, traversées installées et cuve remplie d'huile) avec celles effectuées sur une unité jumelle. Il importe de mentionner que l'unité jumelle n'a pas subi les mêmes modifications et réparations que le transformateur à l'étude.

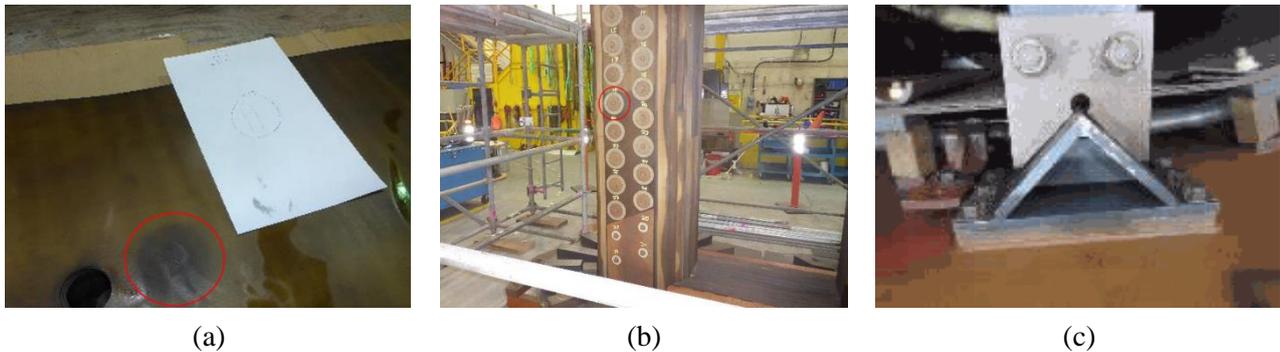


Figure 2: Défauts d'isolation : (a) feuilles de noyau dans la culasse supérieure, (b) boulons de fixation du noyau, (c) structure métallique fixée à la cuve

4 RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE RÉPONSE EN FRÉQUENCE

Les courbes de fréquence-amplitude avant et après la réparation pour l'enroulement haute tension sont illustrées à la Figure 3 et pour l'enroulement basse tension, à la Figure 4.

Les détails agrandis des graphiques de gauche (entre 100 kHz et 1 MHz) à la Figure 3 et à la Figure 4 montrent des écarts considérables entre les courbes. Comme la résistance et l'inductance des enroulements n'ont pas changé, on a présumé que les écarts étaient causés par un changement dans les capacités en série ou en parallèle.

Après avoir étudié les changements possibles dans les capacités de l'isolant, on a déterminé que ces écarts étaient principalement attribuables aux capacités entre l'enroulement et la terre. En fait, lorsque le noyau a été réparé, les liaisons entre le noyau et la terre ont été modifiées (Figure 5). Dans le schéma de connexion avant réparation (Figure 5a), le support d'extrémité inférieur était connecté électriquement au noyau, lequel était connecté au support d'extrémité supérieur, et la structure était mise à la terre. Après la réparation (Figure 5b), les supports d'extrémité inférieur et supérieur ont été connectés indépendamment, puis mis à la terre, et le noyau a été mis à la terre séparément. Les deux liaisons à la terre ont été réalisées en passant par une petite traversée située dans le couvercle du transformateur.

Il s'est également avéré que la pression de serrage des enroulements n'était pas la même pour les deux mesures. Lors de la première mesure, avant le démontage, elle était la même qu'en service. Toutefois, pour la seconde mesure, après le remontage, aucune pression de serrage n'a été exercée sur les enroulements. Tel que discuté à la référence [9], une variation de la pression de serrage peut influencer sur l'amplitude des pointes de résonance sans modifier leur fréquence, comme le montrent la Figure 3 et la Figure 4.

Un autre changement à la structure du transformateur est illustré à la Figure 6. La structure de fixation à la cuve du support d'extrémité supérieur a été modifiée : la structure métallique (Figure 6a) a été remplacée par une structure en composite (Figure 6b).

Les modifications apportées à la mise à la terre du noyau ainsi qu'aux structures du support de fixation et de la cuve peuvent influencer sur la capacité par rapport à la terre des enroulements.

Ces changements se manifestent dans les mesures de réponse en fréquence des enroulements haute tension et basse tension.

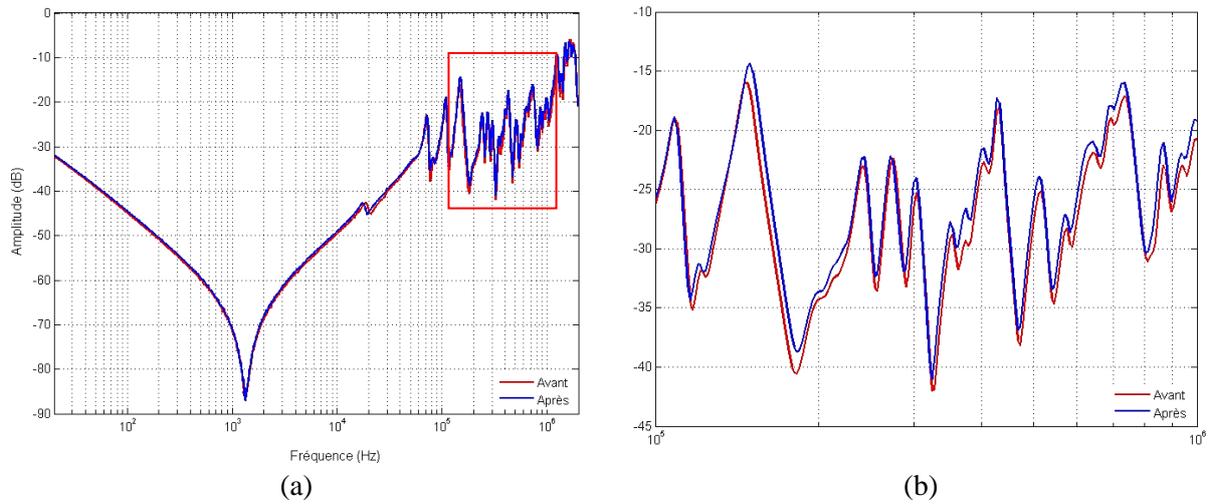


Figure 3: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement HT du transformateur de 20 MVA : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.

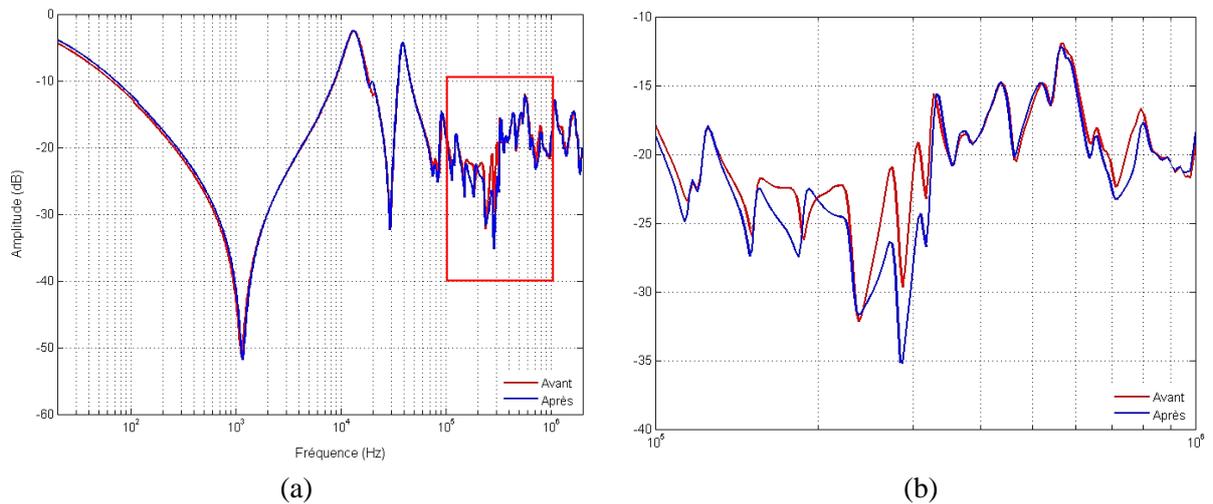


Figure 4: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement BT du transformateur de 20 MVA : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.

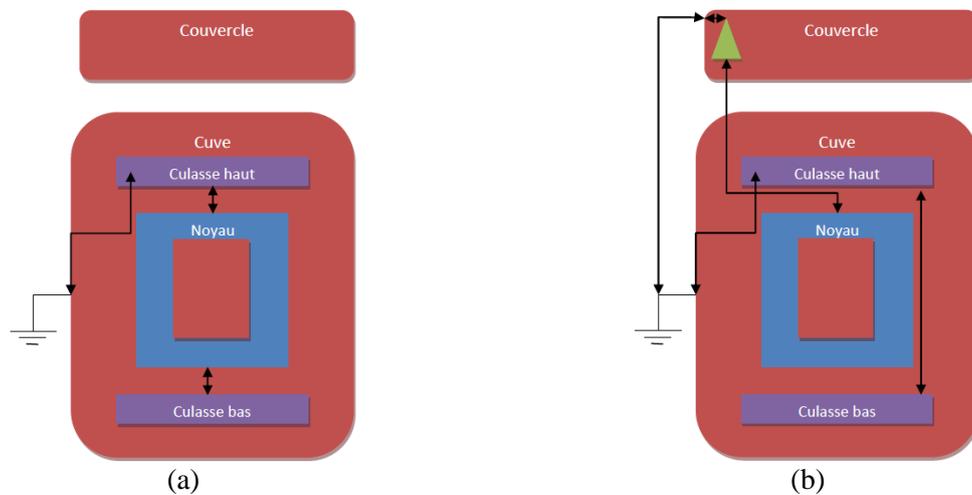


Figure 5: Mise à la terre du noyau : (a) avant réparation et (b) après réparation



(a)

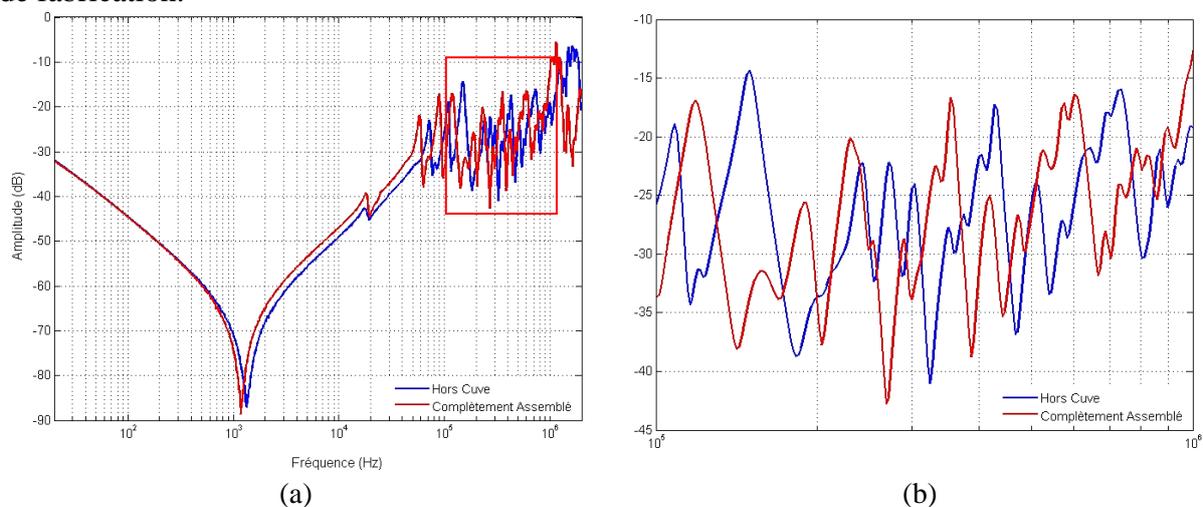


(b)

Figure 6: Fixation à la cuve de la structure du support d'extrémité supérieur : (a) avant réparation (structure métallique) et (b) après réparation (structure en composite)

Une fois que le transformateur a été complètement assemblé, des mesures après réparation ont été prises. La Figure 7 illustre les courbes obtenues pour l'enroulement haute tension avec la partie active hors cuve et le transformateur complètement réassemblé, et la Figure 8 présente les courbes pour l'enroulement basse tension. Dans cet exemple, il est possible de saisir l'influence de l'huile isolante, de la cuve et des traversées sur les mesures. La présence d'huile a un effet considérable sur la permittivité du milieu, en réduisant les fréquences de résonance et en décalant la courbe vers la gauche [5]. D'autres effets capacitifs tels que la présence de la cuve et des traversées peuvent modifier la réponse en fréquence de diverses façons. On peut ainsi voir d'autres écarts dans la Figure 7 et la Figure 8, comme une réduction de l'amplitude de résonance, la présence de nouvelles résonances et une absence de résonance.

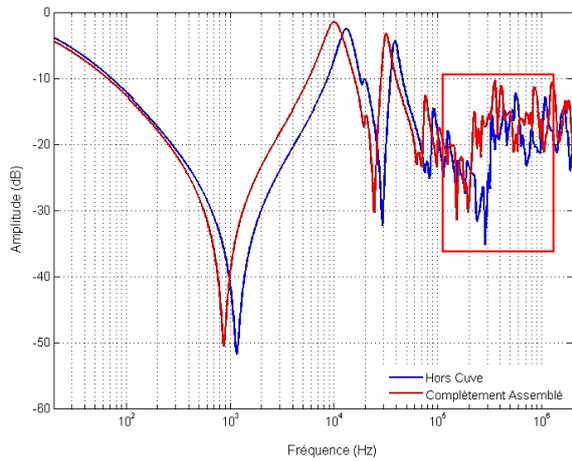
Les courbes après réparation du transformateur complètement assemblé ont également été comparées avec celles d'une unité jumelle installée dans le même poste électrique (Figure 9 et Figure 10). Pour cette comparaison, des écarts plus importants sont acceptables. Bien que le transformateur à l'étude et l'unité jumelle affichent les mêmes caractéristiques techniques, années de fabrication et numéros de série consécutifs, les tolérances de fabrication donnent lieu à de légers écarts. Par conséquent, nous jugeons que les courbes de la Figure 9 et de la Figure 10 présentent une bonne correspondance. Il importe cependant de tenir compte du fait que l'unité jumelle n'a pas subi les mêmes modifications et réparations que le transformateur à l'étude. Ceci peut aussi expliquer les écarts entre les courbes, exception faite des tolérances de fabrication.



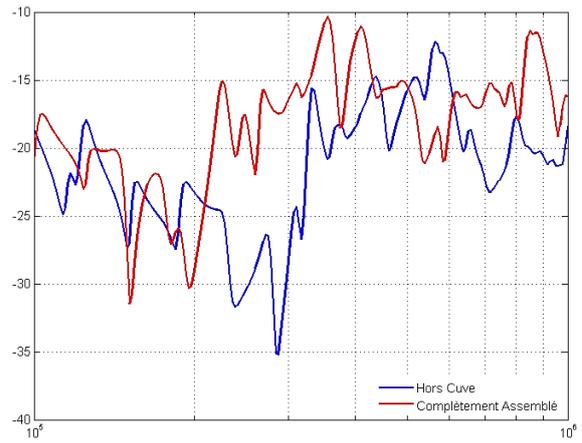
(a)

(b)

Figure 7: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement HT du transformateur de 20 MVA hors cuve et complètement assemblé : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.

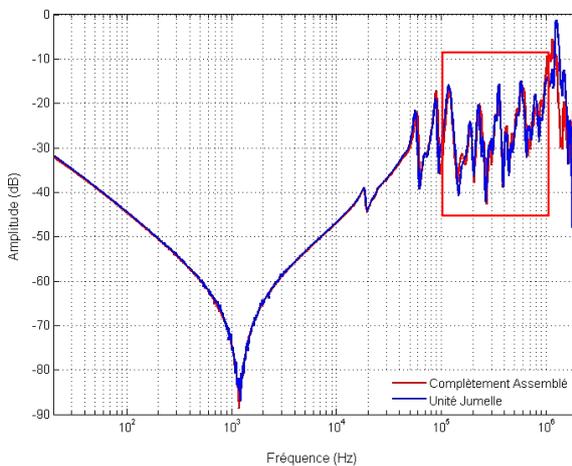


(a)

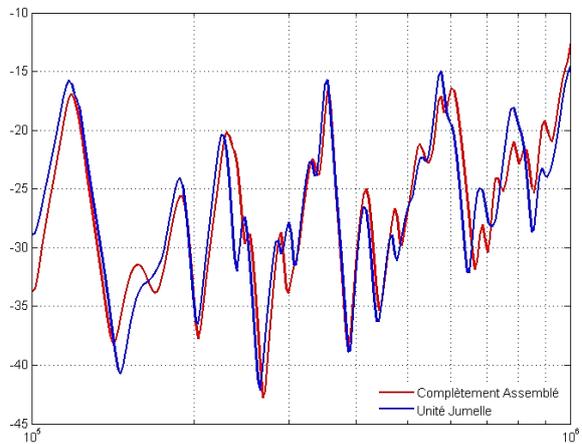


(b)

Figure 8: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement BT du transformateur de 20 MVA hors cuve et complètement assemblé : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.

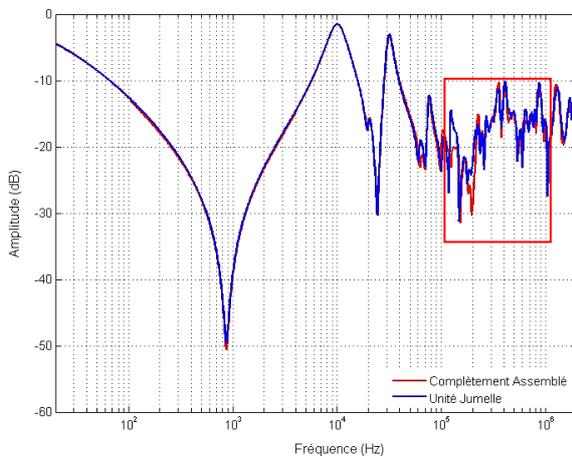


(a)

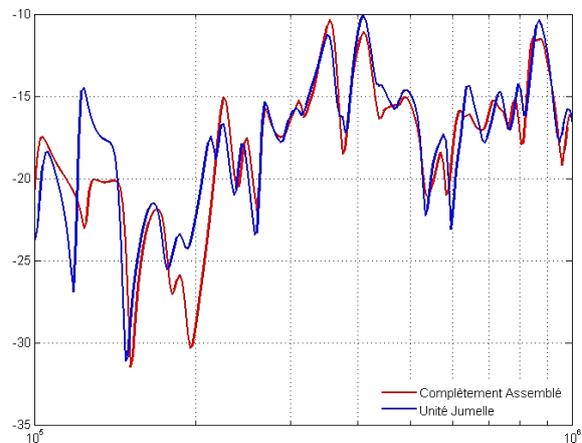


(b)

Figure 9: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement HT du transformateur de 20 MVA et de l'unité jumelle : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.



(a)



(b)

Figure 10: Courbes de réponse en fréquence pour la mesure entre extrémités en circuit ouvert de l'enroulement BT du transformateur de 20 MVA et de l'unité jumelle : (a) gamme complète des fréquences et (b) détail.

Enfin, on peut présumer que les réparations n'ont eu aucun effet sur l'intégrité du transformateur. Ainsi, il peut être considéré comme étant prêt à être remis sous tension.

5. CONCLUSIONS

Le présent article présente une validation de l'intégrité de la partie active d'un transformateur de 20 MVA après réparation des défauts d'isolement du noyau. Une comparaison des mesures de réponse en fréquence avant et après réparation et avec les résultats obtenus sur une unité jumelle a été réalisée.

Les courbes de réponse en fréquence avant et après réparation ont montré des variations significatives dans la gamme des fréquences moyennes. Ces variations ont été causées par l'interaction entre les enroulements et leur structure. Les écarts entre les courbes ont également été associés aux modifications apportées au circuit de mise à la terre du noyau pendant sa réparation et au changement de la pression de serrage des enroulements.

Une comparaison avec les résultats de l'analyse de réponse en fréquence de l'unité jumelle a révélé une bonne correspondance entre les courbes, malgré de faibles variations dues aux tolérances normales et au fait que l'unité jumelle n'avait pas subi de réparations ou de changements comparables à ceux effectués sur le transformateur à l'étude.

Par conséquent, on a pu conclure que l'intégrité de la partie active du transformateur avait été maintenue après les réparations.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] CIGRÉ. « Transformer Reliability Survey », Brochure technique 642, 2015.
- [2] DUVAL, M. « A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, n° 3, 2002 p. 8-17.
- [3] CIGRÉ. « New frontiers of Dissolved Gas Analysis (DGA) interpretation for power transformers and their accessories », Brochure technique, 2019 (à venir).
- [4] IEEE. *Norme C57.161-2018, IEEE Guide for Dielectric Frequency Response Test*, 2018, p. 1-76.
- [5] CIGRÉ. « Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA) », Brochure technique 342, 2008.
- [6] CEI. *Norme 60076-18, Transformateurs de puissance – Mesure de la réponse en fréquence*, 2012.
- [7] IEEE. *Norme C57.149-2012, IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers*, 2013.
- [8] PICHER, P., S. Tenbohlen, M. Lachman, A. Scardazzi et P. Patel. « Current state of transformer FRA interpretation: On behalf of CIGRE WG A2.53 », *Procedia Engineering*, vol. 202, 2017, p. 3-12.
- [9] ABU-SIADA, A., N. Hashemnia, S. Islam et M. Masoum, « Understanding power transformer frequency response analysis signatures », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 29, n° 3, 2013, p. 48-56.