

Kamil LEWANDOWSKI\*, Hubert MORAÑDA\*

## **ANALIZA ODPOWIEDZI CZĘSTOTLIWOŚCIOWEJ (SFRA) TRANSFORMATORA ENERGETYCZNEGO O MOCY 25 MVA PO WYSTĄPIENIU ZWARCIA ZWOJOWEGO**

W artykule przedstawiono wyniki pomiarów odpowiedzi częstotliwościowej transformatora energetycznego, uzyskane w trakcie prób fabrycznych oraz po wyłączeniu go z ruchu z powodu zwarcia zwojowego i uszkodzenia rdzenia. Następnie dokonano analizy porównawczej zarejestrowanych charakterystyk, które skonfrontowano z wynikami oględzin części aktywnej transformatora – po jej wyjęciu z kadzi. Przeanalizowano możliwości wykrywania zaobserwowanego defektu przy użyciu metody odpowiedzi częstotliwościowej (SFRA).

**SŁOWA KLUCZOWE:** SFRA, transformator energetyczny, zwarcie zwojowe, uszkodzenie rdzenia.

### **1. WSTĘP**

Analiza zmian odpowiedzi częstotliwościowej (SFRA – *Sweep Frequency Response Analysis*) jest jedną z metod badania transformatorów. Opiera się ona na pomiarach impedancji uzwojeń transformatora w szerokim zakresie częstotliwości (od kilku Hz do kilku MHz), a następnie porównaniu wyników tych pomiarów z przebiegami odniesienia. Najlepiej, jeśli przebiegi odniesienia pochodzą z tej samej jednostki, jednak w przypadku braku takowych można podeprzeć się wynikami badań transformatorów bliźniaczych. W sytuacji zupełnego braku przebiegów odniesienia analizy porównawczej można dokonać jedynie zestawiając ze sobą przebiegi pochodzące od sąsiadujących uzwojeń badanej jednostki.

Metoda SFRA pozwala na wykrycie zmian mechanicznych w uzwojeniach oraz uszkodzeń w obrębie rdzenia transformatorów. Podstawowe defekty wykrywane tą metodą to:

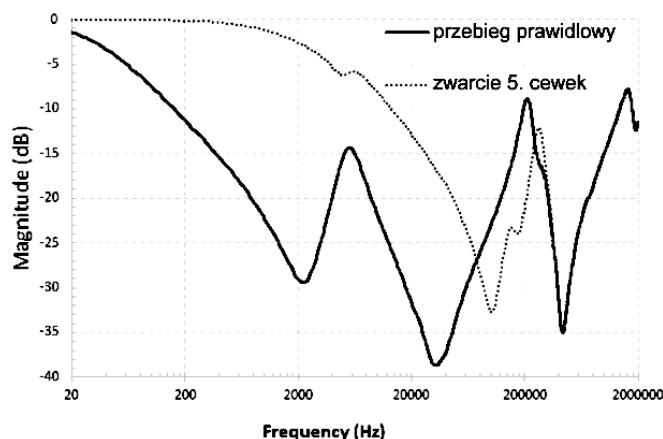
- osiowe i promieniowe przemieszczenie uzwojeń,
- deformacja uzwojeń,
- zwarcie wewnątrz uzwojeń [1, 2, 3, 4].

---

\* Politechnika Poznańska

W przypadku niektórych pojedynczych defektów, takich jak osiowe opadnięcie uzwojenia (*axial displacement*) [5] czy zwarcie zwojowe (*shorted turns*) [6], analiza przebiegów jego odpowiedzi częstotliwościowej może być stosunkowo prosta i dawać jednoznaczne wyniki. W innych przypadkach, takich jak np. utrata kształtu kołowego uzwojenia (*hoop buckling*) [7] albo zmniejszenie siły dociskającej uzwojenie (*loss of clamping pressure*) [8], wykrycie defektu już nie jest proste, gdyż porównywane przebiegi mogą, na pierwszy rzut oka, różnić się stosunkowo niewiele. Ponadto, na przebiegi odpowiedzi częstotliwościowej transformatorów wpływają też inne zjawiska niż obecność defektów. Przykładowo, może być to namagnesowanie rdzenia [9], które nastąpiło w wyniku wcześniej wykonywanych pomiarów rezystancji uzwojeń. Z tych powodów interpretowanie wyników pomiarów SFRA wciąż jeszcze nie może być zautomatyzowane i jest powierzane wysokiej klasy specjalistom. Ich praca nad interpretacją różnic między porównywanymi przebiegami często wymaga wyszukania artykułów, w których przedstawiona była sytuacja podobna do analizowanej. Niniejszy artykuł, jako studium przypadku transformatora w którym pojawiło się zwarcie zwojowe, które następnie doprowadziło do uszkodzenia rdzenia, stanowi wkład do „bazy danych” różnych defektów transformatorów.

Jak wspomniano wcześniej, zwarcie zwojowe należy do tych defektów transformatora, które można stosunkowo łatwo zdiagnozować, co autorzy pokazali w publikacji [10]. Jego rozpoznanie nawet nie wymaga posiadania charakterystyk odniesienia i może nastąpić już na etapie wykonywania pomiarów. Ilustruje to rysunek 1, na którym przedstawiono przykładowe przebiegi: dla transformatora bez defektu oraz po pojawieniu się w nim zwarcia zwojowego między pięcioma cewkami uzwojenia dolnego napięcia [11].



Rys. 1. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej cewki transformatora bez uszkodzeń i ze zwarcem wewnętrznym w uzwojeniu dolnego napięcia, pomiar na uzwojeniach górnego napięcia przy uzwojeniach dolnego napięcia na potencjale swobodnym [11]

Z kolei w literaturze można znaleźć stosunkowo niewiele pozycji, w których przeanalizowano zmiany odpowiedzi częstotliwościowej transformatora pojawiające się w wyniku problemów w jego rdzeniu [12, 13]. Przedstawione w artykule materiały stanowią wkład do wiedzy na temat wpływu różnych defektów transformatorów na ich odpowiedź częstotliwościową.

## **2. CHARAKTERYSTYKA BADANEGO TRANSFORMATORA I SPOSOBU PRZEPROWADZENIA POMIARÓW**

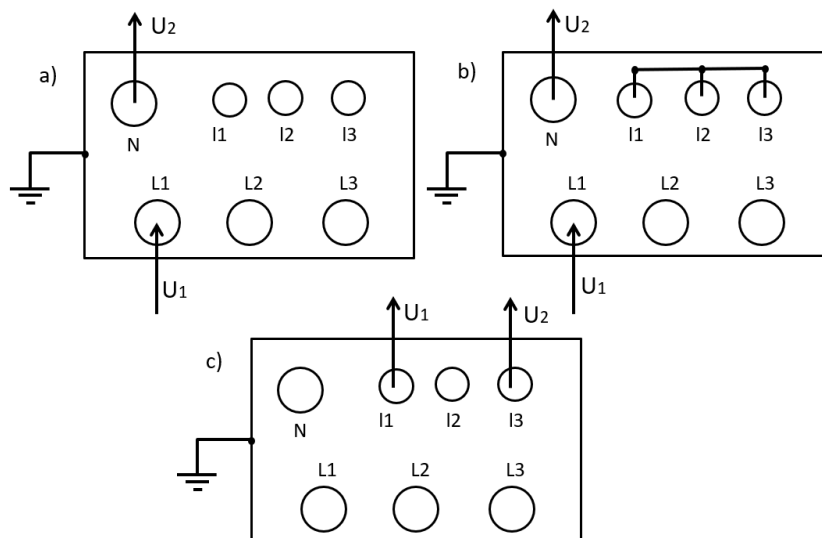
W artykule przedstawiono wyniki badań wykonanych na rzeczywistym transformatorze, wyłączonym z ruchu z powodu zadziałania zabezpieczeń. Oględziny transformatora wykazały obecność gazów palnych w przekaźniku gazowo-przepływowym, zamontowanym na połączeniu konserwatora z kadzią transformatora. Z tego powodu podjęto decyzję o wyłączeniu jednostki z ruchu.

Moc transformatora wynosiła 25 MVA, układ połączeń YNd11, napięcie znamionowe po stronie górnego napięcia (GN) – 115 kV, a po stronie dolnego napięcia (DN) – 22 kV.

W celu przebadania stanu mechanicznego części aktywnej transformatora podjęto decyzję o zbadaniu jego odpowiedzi częstotliwościowej metodą SFRA. Badania przeprowadzono w trzech układach pomiarowych, dla wszystkich faz, jak na rysunku 2:

- a) Konfiguracja I: wyznaczenie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia GN przy pozostawieniu na potencjale swobodnym zacisków liniowych uzwojenia DN,
- b) Konfiguracja II: wyznaczenie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia GN przy zwarcu zacisków liniowych uzwojenia DN,
- c) Konfiguracja III: wyznaczenie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia DN przy pozostawieniu na potencjale swobodnym zacisków liniowych uzwojenia GN.

W pomiarach wykorzystano urządzenie M5400 firmy Doble, stosując opisaną w normie PN-EN 60067-18:2013 metodę numer 2 – uziemienie ekranów przewodów pomiarowych przewodami o jednakowej długości [14].



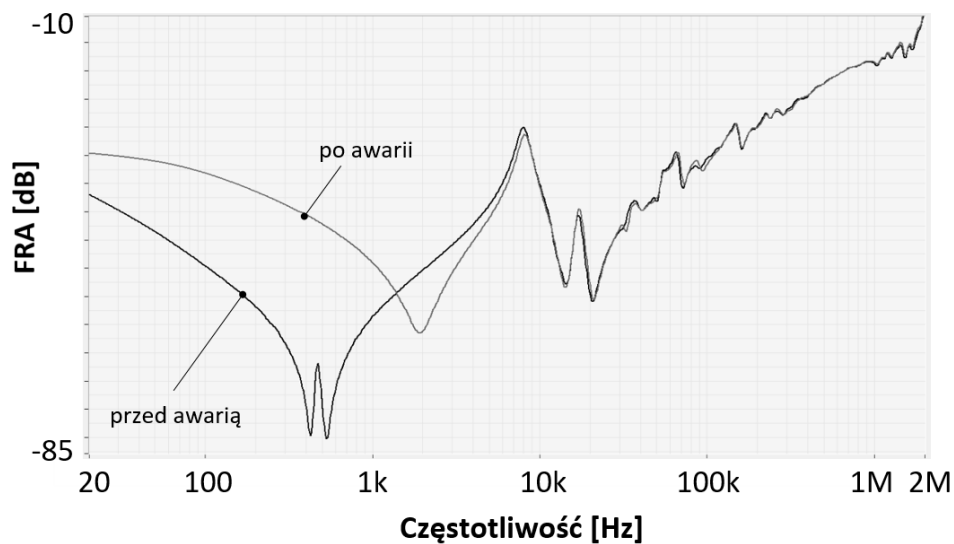
Rys. 2. Wykorzystane konfiguracje pomiarowe służące wyznaczeniu odpowiedzi częstotliwościowej transformatora dla wybranej fazy; L1, L2, L3 – zaciski liniowe uzwojenia GN, N – zacisk neutralny uzwojenia GN, I1, I2, I3 – zaciski liniowe uzwojenia DN

### 3. INTERPRETACJA WYNIKÓW POMIARÓW UZYSKANYCH PRZY UŻYCIU METODY SFRA

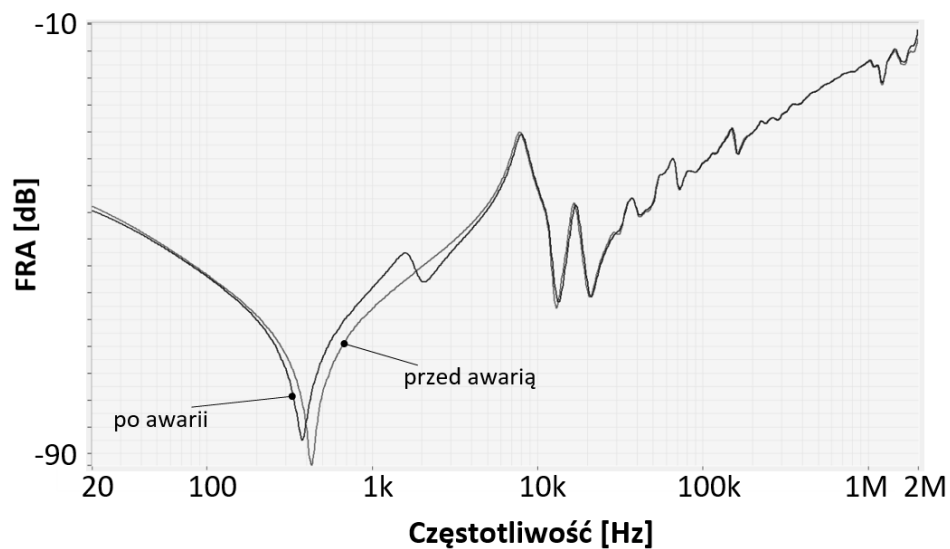
W celu sprawdzenia stanu transformatora dokonano pomiarów odpowiedzi częstotliwościowej transformatora w zakresie częstotliwości od 20 Hz do 2 MHz. Na rysunkach 3, 4, 5 przedstawiono porównanie charakterystyk transformatora, uzyskanych dla wszystkich faz, w konfiguracji I – przed oraz po wystąpieniu awarii.

Podczas analizy przebiegów odpowiedzi częstotliwościowej należy wyróżnić przynajmniej cztery zakresy częstotliwości, zależne od konstrukcji danego transformatora. Dla badanej jednostki przyjęto zakresy:

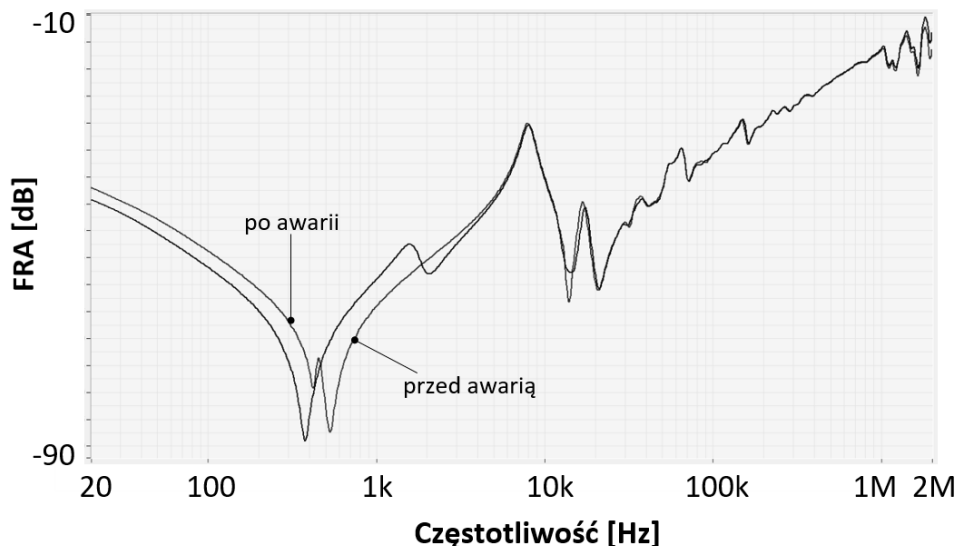
- do ok. 5 kHz – w którym objawiają się defekty rdzenia lub zwarcie zwojowe,
- od ok. 5 kHz do ok. 20 kHz – w którym objawia się przemieszczenie uzwojeń,
- od ok. 20 kHz do ok. 300 kHz – związany z deformacją uzwojeń,
- powyżej 300 kHz – w którym manifestuje się wpływ na odpowiedź częstotliwościową różnego położenia przewodów pomiarowych i wyprowadzeń uzwojeń.



Rys. 3. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia GN, w konfiguracji I, przy połączeniu przewodów pomiarowych do zacisków L1 i N – przed oraz po wystąpieniu awarii



Rys. 4. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia GN, w konfiguracji I, przy połączeniu przewodów pomiarowych do zacisków L2 i N – przed oraz po wystąpieniu awarii



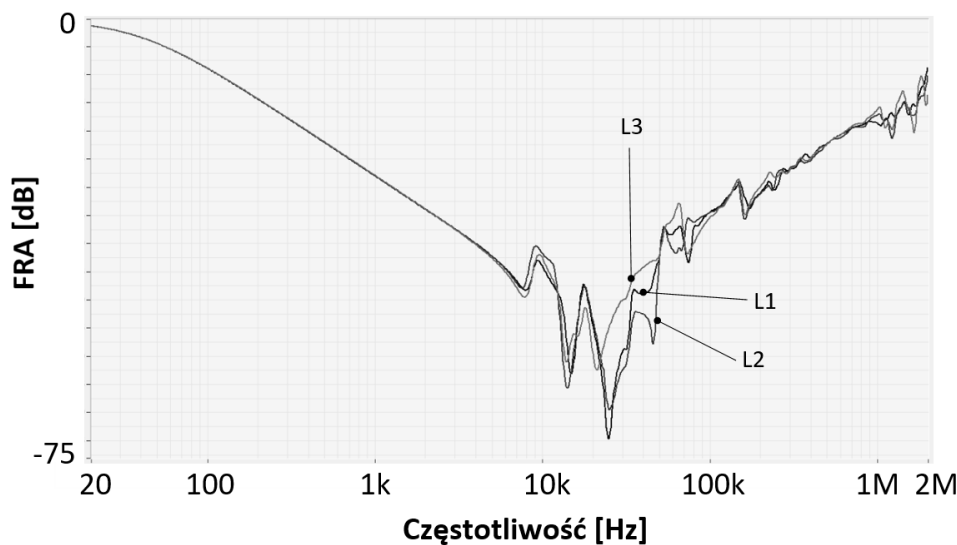
Rys. 5. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia GN, w konfiguracji I, przy połączeniu przewodów pomiarowych do zacisków L2 i N – przed oraz po wystąpieniu awarii

Analiza porównawcza uzyskanych przebiegów wykazała znaczne różnice w kształcie odpowiedzi częstotliwościowej w zakresie częstotliwości do ok. 5 kHz, związanej z problemami w rdzeniu lub obecnością zwarcia zwojowego. Na podstawie analizy przebiegów dla fazy L1 (rys. 3) można wywnioskować, że najbardziej prawdopodobnym defektem jest zwarcie zwojowe. Diagnozę tę postawiono obserwując ucięcia dwóch głównych rezonansów oraz obecności charakterystycznego zbocza indukcyjnego (w zakresie częstotliwości od 20 Hz do ok. 2 kHz) [10]. Mimo, że zmiany w charakterystykach widoczne są również na przebiegach z pozostałych faz, nie wskazują one na to, żeby zwarcie zwojowe pojawiło się również i tam.

Należy zwrócić uwagę na to, że zmiany zaobserwowane w przebiegach dla faz L2 oraz L3 mogą być również spowodowane defektem rdzenia. W badanym przypadku fakt obecności zwarcia zwojowego w fazie L1, jako bardzo istotnie zmieniającego przebieg odpowiedzi częstotliwościowej, uniemożliwia jednoznaczne zinterpretowanie różnic zaobserwowanych w pozostałych fazach jako skutek obecności innego defektu – np. rdzenia.

W badanym przypadku zarejestrowano również odpowiedzi częstotliwościowe uzwojenia GN transformatora w układzie ze zwartym uzwojeniem DN (rys. 6). Zastosowanie takiej konfiguracji pomiarowej pozwala na stwierdzenie braku przesunięcia promieniowego uzwojeń, co objawia się idealnym pokryciem krzywymi w zakresie niskiej częstotliwości. W zakresie częstotliwości od ok. 10 kHz do ok. 100 kHz widać znaczące różnice w przebiegach, mogące

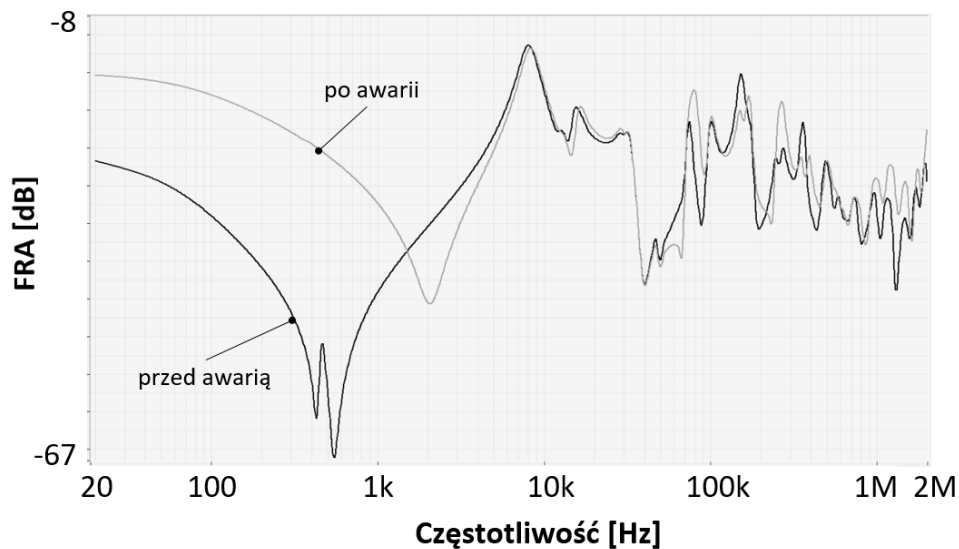
świadczyć o wystąpieniu zmian w uzwojeniu, co dodatkowo potwierdza obecność stwierdzonego wcześniej defektu.



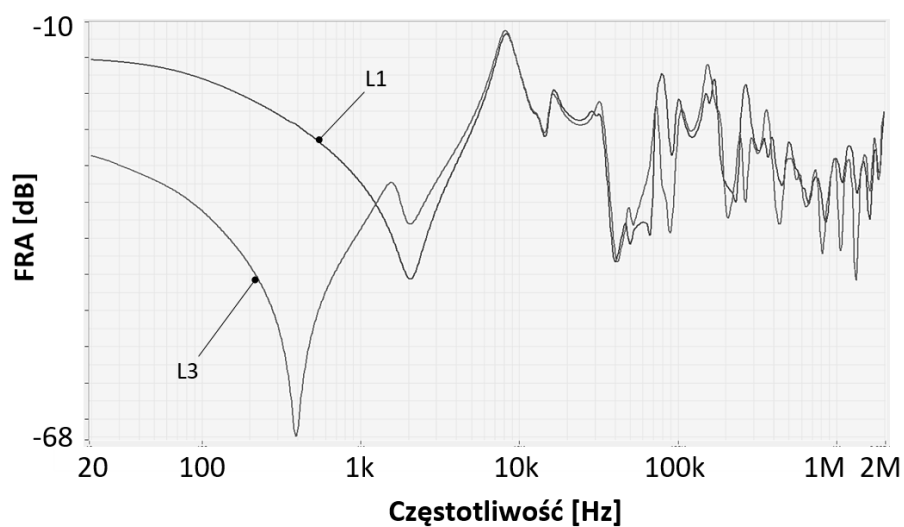
Rys. 6. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowych uzwojenia GN, w konfiguracji II, dla wszystkich faz po wystąpieniu awarii

Porównanie charakterystyk częstotliwościowych uzyskanych w konfiguracji III dla uzwojenia DN wykazało taki sam charakter zmian jak przy konfiguracji I. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej dla fazy L1 zostało przedstawione na rysunku 7, natomiast dla pozostałych faz charakter zmian jest taki sam jak dla konfiguracji I. W związku z tym wnioski płynące z analizy uzwojenia DN są tożsame z wnioskami uzyskanymi przy analizie uzwojenia GN. Niestety, stwierdzenie czy zwarcie zwojowe powstało w uzwojeniach górnego czy dolnego napięcia w danym przypadku było niemożliwe.

Na rysunku 8 przedstawiono porównanie przebiegów, w konfiguracji III, dla dwóch skrajnych faz transformatora po awarii. W przypadku braku przebiegów wzorcowych jedynie takie porównanie może być stosowane do określenia stanu mechanicznego uzwojeń. Odpowiedzi częstotliwościowe faz skrajnych, ze względu na, między innymi, różną odległość uzwojeń do przełącznika zaczepów będą charakteryzować się pewnymi różnicami. Jednak w badanym przypadku różnice między przebiegami były na tyle duże, że łatwo było zdiagnozować stan transformatora – nawet bez posiadania krzywych wzorcowych.



Rys. 7. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia DN, w konfiguracji III, dla fazy L1 – przed oraz po wystąpieniu awarii



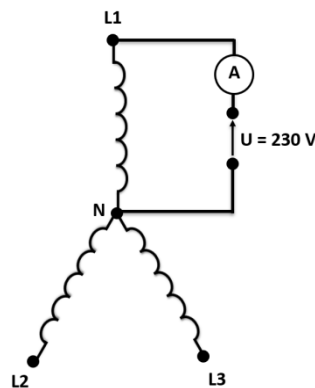
Rys. 8. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej uzwojenia DN, w konfiguracji III, dla faz L1 oraz L3 – po wystąpieniu awarii

#### 4. WERYFIKACJA POSTAWIONEJ DIAGNOZY

W celu weryfikacji zdiagnozowanego zwarcia zwojowego transformatora pomierzono prądy magnesujące. Zdecydowano się na te badania ponieważ



obecność zwarcia zwojowego pozorne zmniejsza liczbę zwojów danego uzwojenia i można się spodziewać, że nie pozostaje to bez wpływu na wartość prądu magnesującego. Pomiarów dokonano zasilając uzwojenie GN napięciem 230 V, zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 9. Wyniki tych pomiarów zestawiono w tabelicy 1.



Rys. 9. Schemat pomiarowy zastosowany do pomiaru prądów magnesujących dla fazy L1

Tabela 1. Zestawienie zmierzonych wartości prądu magnesującego badanego transformatora.

Nr zacze- pu	$I_{L1}$	$I_{L2}$	$I_{L3}$
	[mA]	[mA]	[mA]
1	67,62	1,43	1,35
9	80,82	1,54	1,64
17	98,71	1,90	1,89

Wyniki przeprowadzonych pomiarów potwierdziły postawioną wcześniej diagnozę, to jest obecność zwarcia zwojowego w fazie L1. Nieuszkodzony transformator o układzie połączeń YNd11 powinien charakteryzować się zbliżonymi wartościami prądu magnesującego w fazach skrajnych (L1 i L3) oraz nieco mniejszą wartością tego prądu w fazie środkowej (L2). W badanym transformatorze stwierdzono nadmierną wartość prądu magnesującego w fazie L1 – stosunek tego prądu do prądu fazy L3, dla pozycji znamionowej przełącznika zacze-  
pów miał wartość ok. 49. Tak duża różnica świadczy o bardzo wysokim prawdopodobieństwie wystąpienia zwarcia zwojowego.

Po potwierdzeniu diagnozy podjęto decyzję o wyjęciu części aktywnej z kadzi. Rewizja wewnętrzna potwierdziła obecność zwarcia zwojowego w dolnej części uzwojenia dolnego napięcia fazy L1. Ponadto, zauważono nie tylko wypalenie izolacji, ale także nadtopienie pobliskiego fragmentu rdzenia (rys. 10).



Rys. 10. Widok uszkodzonego rdzenia

## 5. PODSUMOWANIE

W artykule przedstawione studium przypadku transformatora ze zwarcie m zwojowym, które doprowadziło do uszkodzenia fragmentu rdzenia. Transformator ten został wyłączony z ruchu i poddany badaniom metodą SFRA po wyłączeniu w wyniku zadziałania zabezpieczeń i stwierdzeniu obecności gazów palnych w przekąźniku gazowo-przepływowym.

Na podstawie analizy przebiegów odpowiedzi częstotliwościowej badanej jednostki udało się poprawnie wskazać na obecność zwarcia zwojowego. Niestety, uszkodzenia tego typu bardzo utrudniają wykrycie metodą SFRA, również obecnych, problemów z rdzeniem.

Z przedstawionych analiz wynika, że miejscowe zniszczenie rdzenia transformatora w wyniku zwarcia zwojowego może nie zostać wykryte metodą SFRA. Wydaje się uzasadnionym, aby zawsze w przypadku zdiagnozowania zwarcia zwojowego dany transformator poddać dodatkowym badaniom i rewizji wewnętrznej w celu sprawdzenia czy nie został uszkodzony rdzeń. Potwierdzenie albo wykluczenie uszkodzenia rdzenia może być istotne podczas podejmowania decyzji odnośnie dalszych losów zdefektowanej jednostki – remont transformatora ze zwarcie m zwojowym jest często ekonomicznie uzasadniony, natomiast transformatora z uszkodzonym rdzeniem często nie opłaca się remontować.

## LITERATURA

- [1] Kennedy G. M., McGrail A. J., Lapworth J. A., Transformer sweep frequency response analysis (SFRA), Energize, eepublishers, 2007, pp. 28–33.

- 
- [2] Purnomoadi A. P., Fransisco D., Modeling and diagnostic transformer condition using sweep frequency response analysis, Proceedings of 9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, pp.19-23 July 2009, Harbin, China, J-21, pp. 1059–1063.
- [3] Islam S. M., Detection of shorted turns and winding movements in large power transformers using frequency response analysis, 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Conference Proceedings, Singapore, Singapore, 23-27.01.2000, pp. 2233–2238.
- [4] Kapinos J., Uszkodzenia eksploatacyjne transformatorów energetycznych, Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne, Nr 88/2010, Politechnika Śląska, Gliwice, s. 201–207.
- [5] Zhang Z. W., Yan J. D., Tang W. H., Guo L. J., S. M. Tao, Experimental investigation of localized axial winding displacement in a high frequency range for power transformers, Proceedings of 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Xi'an, China, 25-28 Sept. 2016, pp. 388–391.
- [6] Rajamani R., Rajappa M., Madanmohan B., Sweep frequency response analysis based diagnosis of shorts within transformer windings, IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, Vol.11, Issue 17, pp. 4274–4281.
- [7] [http://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/50756/14/14\\_chapter5.pdf](http://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/50756/14/14_chapter5.pdf), dostęp: 25.01.2019 r.
- [8] Alsuhaibani S., Khan Y., Beroual A., Malik N. H., A review of frequency response analysis methods for power transformer diagnostics, Energies, 2016, Vol. 9, Issue 11, p879, pp. 1–17.
- [9] Kumar A., Kumar Singh S., Negi J., Husain Z., Jarial R. K., Core magnetization effect in sweep frequency response analysis for transformer diagnosis, 2015 Second International Conference on Advances in Computing and Communication Engineering, Dehradun, India, 1-2 May 2015, pp. 112–117.
- [10] Lewandowski K., Morańda H., Wykrywanie zwarć zwojowych w transformatorze energetycznym przy użyciu metody SFRA, Przegląd Elektrotechniczny, T. 94, Nr 10/2018, s. 118–121.
- [11] Aravinda G. A. T. N., Bandara K., Jayantha G. A., Kumara J. R. S. S., Fernando M. A. R. M., Application of SFRA techniques to discriminate short circuit faults of transformer winding, Proceedings of 2017 IEEE International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Peradeniya, Sri Lanka, 15-16 Dec. 2017, pp. 1–5.
- [12] Ab Ghani S., Md Thayoob Y. H., Yang Ghazali Y. Z., Ahmad Khair M. S., Sutan Chairul I., Evaluation of transformer core and winding conditions from SFRA measurement results using statistical techniques for distribution transformers, Proceedings of 2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference, Melaka, Malaysia, 6-7 June 2012, pp. 448–453.
- [13] Pandya Akshay A., Parekh B. R., Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) as a diagnostic tool to detect core & LV “V” phase winding short and Core & HV “V” phase winding short faults which are practically simulated separately on 10 KVA power transformer, Proceedings of International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014), 9-11 May 2014, pp. 1–5.
- [14] PN-EN 60076-18:2015-05. Pomiar odpowiedzi częstotliwościowej.

**ANALYSIS OF FREQUENCY RESPONSE (SFRA) OF 25 MVA POWER TRANSFORMER AFTER COIL SHORTING**

The paper presents the results of measurements of the frequency response of the power transformer, obtained during factory tests and after switching it off due to the shorting of the coil and the core damage. Then, a comparative analysis of the registered characteristics was made, which was confronted with the results of the inspection of the active part of the transformer - after its removal from the tank. The possibilities of detecting the observed defect using the frequency response method (SFRA) were analyzed.

*(Received: 04.02.2019, revised: 07.03.2019)*