

Jan SUBOCZ^{1,2}, Marek SZROT²

¹ZACHODNIOPOMORSKI UNIWERSYTET TECHNOLOGICZNY, KATEDRA ELEKTROTECHNOLOGII I DIAGNOSTYKI, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin

²ENERGO-COMPLEX SP. Z O.O., ul. Lotników 9, 41-949 Piekary Śląskie

Identyfikacja obecności osadów w izolacji transformatorów energetycznych

Dr hab. inż. Jan SUBOCZ

Autor ponad 140 prac z zakresu elektrotechnologii, fizyki procesów relaksacyjnych w dielektrykach oraz diagnostyki urządzeń elektrycznych. Współtwórca systemu zarządzania transformatorami „TrafoGrade”. Specjalizuje się w stosowaniu dynamicznych pomiarów relaksacyjnych do oceny stanu technicznego izolacji. Członek Komitetu Elektrotechniki PAN, Komisji Nauk Elektrycznych o/Poznań PAN, PKME SEP, IEEE.



e-mail: jan.subocz@zut.edu.pl

Dr inż. Marek SZROT

Autor ponad 35 prac naukowych z zakresu eksploatacji i diagnostyki transformatorów. Członek CIGRE oraz Rady Przemysłowo-Naukowej Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Współtwórca kompleksowego systemu zarządzania transformatorami „TrafoGrade”. Specjalista z zakresu remontów i diagnostyki transformatorów.



e-mail: marek.szrot@energo-complex.pl

Streszczenie

Omówiono zasadę szacowania zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów metodą skojarzonego pomiaru „RVM-PDC”. Stwierdzono, że skojarzony pomiar „RVM-PDC” poprawia jakość szacowania, zwłaszcza w transformatorach o niejednorodnej morfologii izolacji. Przedstawiono przemysłowy miernik realizujący pomiar w trybie „RVM-PDC”. Metoda ta, po uwzględnieniu badań olejowych, daje możliwość identyfikacji osadów na części aktywnej transformatorów. Zaprezentowano przykłady identyfikacji osadów na obiektach rzeczywistych.

Słowa kluczowe: izolacja papierowo-olejowa, RVM, PDC, osady, identyfikacja.

Identification of sludge presence in power transformers insulation

Abstract

The principle of moisture contents assessment in transformer paper-oil insulation by means of the joint RVM-PDC measurement is described. Such a measurement is based on using the first two steps of the RVM method for additional determining of the insulation setup time characteristics of charging and discharging currents. The difference between these currents with capacitance of windings allow calculating cellulose conductivity which is the function of temperature and moisture contents. In this way it is possible to assess the water contents on the basis of two various electrical phenomena: polarization and conductivity. It was found that the joint RVM-PDC measurement increased the quality of assessment, especially for transformers of non-homogenous morphology of insulation. This method, together with additional consideration of oil tests, allows sludge identification on the active part of transformers. The principle of identification is based on finding large differences of the moisture level assessment from RVM and PDC tests. The sludge presence on the insulation surface can be treated as equivalent of additional moisture contents. In such a case the RVM test gives too high results of water contents in cellulose. On the contrary, the PDC test is not significantly influenced by this effect. The more sludge on the insulation, the more visible this phenomenon is. The insulation ageing also results in physicochemical changes of oil properties, especially in the losses coefficient $\tan\delta$, acidity, resistivity and furans contents (2-FAL). The analysis of results obtained from insulation electric tests and oil physicochemical tests allows determining if the insulation is with unbalanced water contents in the paper and oil or with sludge presence. Some examples of sludge identification performed on real objects are shown. The internal inspection of the transformer confirmed positive diagnosis on sludge presence.

Keywords: oil-paper insulation, RVM, PDC, sludge, identification.

1. Wstęp

W długo eksploatowanych transformatorach bardzo często izolacja uzwojeń oraz inne elementy konstrukcyjno-izolacyjne pokryte są warstwą osadów i szlamów. Osłabiają one wytrzymałość elektryczną układu izolacyjnego i mogą inicjować mostkowy lub konwekcyjno-zaburzeniowy mechanizm przeskoku zupełnego

w izolacji papierowo-olejowej. Powodują również pogorszenie się wymiany ciepła, stąd w takich jednostkach obserwuje się podwyższenie temperatury pracy oraz ograniczenie dopuszczalnego obciążenia roboczego.

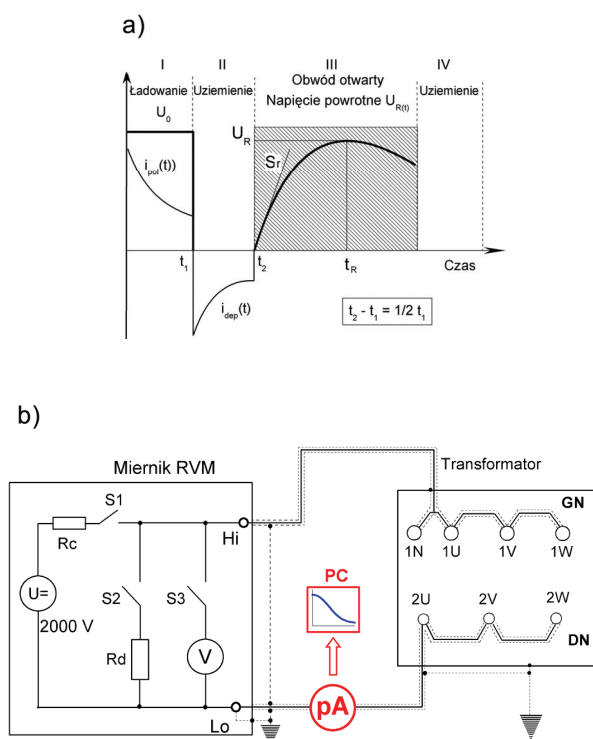
Obecność osadów w istotny sposób wpływa również na rzetelną ocenę zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej z użyciem metod polaryzacyjnych [1]. Jest to spowodowane oddziaływaniem na procesy relaksacyjne, a w tym występowaniem procesów nieliniowych z ich udziałem [2, 3]. W takich przypadkach rozbieżność szacowania za pomocą różnych metod (RVM, PDC, FDS) może być dramatycznie duża, przy czym pojedynczy test nie daje gwarancji poprawnego wyniku.

Stwierdzenie obecności osadów na elementach stałych transformatora oraz prawidłowe oszacowanie zawilgocenia izolacji jest sprawą fundamentalną dla rzetelnej oceny stanu technicznego transformatorów i związanej z tym polityki remontowo-eksploatacyjnej. Rozróżnienie izolacji z dużą zawartością wody od izolacji względnie mało zawilgoconej ale z osadami na powierzchni ma zasadnicze znaczenie dla decyzji o remoncie, przedłużeniu eksploatacji czy też złomowaniu jednostki. W pierwszym przypadku koszt rewitalizacji z perspektywą dalszych 15-20 lat pracy wynosi około 25% wartości nowego transformatora. W drugim przypadku sięga on już 70-80%.

Powszechnie stosowana obecnie metoda identyfikacji obecności osadów na uzwojeniach i elementach stałych izolacji transformatorów olejowych polega głównie na wzrokowej ocenie dokonywanej podczas rewizji wewnętrznej. Procedura ta wymaga dużego zaangażowania sił oraz środków logistyczno-technicznych, zwłaszcza dla jednostek o dużych mocach. Wiąże się ona również z koniecznością długotrwałego wyłączenia transformatora spod napięcia. Stąd przeprowadzana jest stosunkowo rzadko. Inną znaną, pośrednią metodą jest analiza fizyko-chemicznych właściwości oleju zawartego w transformatorze na przestrzeni wielu lat. Wadą tego sposobu jest hipotetyczne wnioskowanie oparte na interpretacji określonych zmian tych właściwości, a w szczególności na obserwowaniu wartości liczby kwasowej oleju lub stopnia zesterzenia cieczy izolacyjnej na przestrzeni kilku-kilkunastu lat. Obarczona jest ona błędami wynikającymi z sposobu konfekcjonowania próbek oleju oraz pomiarów jego właściwości przez różne laboratoria. Nie bez znaczenia jest również często spotykany brak udokumentowanej historii badań. Nadto jest całkowicie zawodna w przypadku wymiany oleju w transformatorze. Dlatego, w sytuacji starzejącej się populacji transformatorów, istnieje duże zapotrzebowanie na nieinwazyjną metodę, która pozwoliłaby zidentyfikować obecność osadów na uzwojeniach bez konieczności wykonywania rewizji wewnętrznej. Taką metodą może być skojarzony pomiar „RVM-PDC” połączony z analizą fizykochemicznych właściwości oleju, której podstawy fizyczne, a także doświadczenia w praktycznym stosowaniu omawiane są w niniejszym artykule.

2. Skojarzony pomiar „RVM-PDC”

Procedura pomiaru w metodzie RVM składa się z czterech etapów (rys. 1a). Najważniejszym dla określenia zawartości wody w izolacji jest etap III, w którym mierzy się maksymalną wartość napięcia powrotnego U_R . Natomiast dwa pierwsze etapy, są wstępnymi procedurami przygotowującymi pomiar U_R . Można je dodatkowo wykorzystać do wyznaczenia charakterystyk czasowych prądów polaryzacji i depolaryzacji, które są istotą metody PDC. Opiera się ona bowiem na analizie kształtu tych zależności oraz wyznaczeniu rzeczywistego przewodnictwa układu izolacyjnego. Dla realizacji tego zamierzenia wystarczy uzupełnić standardowy układ pomiaru RVM o dodatkowy miernik prądu połączony z systemem akwizycji danych (rys. 1b.).



Rys. 1. Zasada pomiaru RVM (a) oraz skojarzony pomiar RVM i PDC (b)
Fig. 1. Principle of RVM measurement (a) and joint RVM and PDC measurement (b)

Modyfikacja ta nie zmienia procedury RVM, natomiast wymaga nowego podejścia do standardowej procedury i interpretacji metody PDC. W klasycznym ujęciu przyjmuje się bowiem, że poprawny kształt funkcji relaksacji prądu depolaryzacji otrzymuje się, gdy $t_{dep}/t_{pol} > 3$. Natomiast w metodzie RVM sytuacja jest odwrotna, tzn. czas depolaryzacji jest dwukrotnie krótszy od czasu polaryzacji. Ponadto wydłużające się kolejne cykle ładowania i rozładowania w istotny sposób zmieniają naturę procesów relaksacyjnych w izolacji papierowo-olejowej, szczególnie w odniesieniu do wolnozmiennych relaksacji makroskopowych, które mogą wykazywać pewną nieliniowość ze względu na transport masy jonowej [2, 3]. Stąd kształt prądu ładowania jest inny niż prądu rozładowania. Są to procesy analogiczne do zjawisk w elektrolitach stałych i ich roztworach, w których trudno jest oddzielić klasyczne wolnozmiennne relaksacje typu dipolowego od relaksacji związanych z jonowym przewodzeniem prądu [4, 5]. Przedstawione wyżej uwarunkowania powodują, że otrzymane w czasie pomiaru RVM charakterystyki PDC różnią się w stosunku do tych, które uzyskuje się według klasycznej procedury. Fakt ten należy uwzględnić na etapie wyznaczania wzorcowych charakterystyk zawilgoconej izolacji. Natomiast rzeczywisty prąd przewodnictwa układu izolacyjnego można wyznaczyć za pomocą metody zmiennej polaryzacji [4, 6] z zależności:

$$i_{przew}(t) = i_{lad}(t) - i_{rozl}(t) \quad (1)$$

gdzie: $i_{lad}(t), i_{rozl}(t)$ – odpowiednio prąd ładowania i rozładowania w określonym czasie pojedynczego cyklu RVM.

Średnią konduktywność σ celulozy zawartej w układzie izolacyjnym można z kolei określić za pomocą wzoru:

$$\sigma = \frac{\epsilon_0 \cdot J_{przew}}{U_{pol} \cdot C_0} = 4,42 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{J_{przew} [\text{nA}]}{C_0 [\text{nF}]} \quad [\text{pS/m}] \quad (2)$$

gdzie: σ – konduktywność, U_{pol} – napięcie polaryzacji ($U_{pol} = 2000\text{V}$), J_{przew} – prąd przewodnictwa wyznaczony po długim czasie, ϵ_0 – przenikalność dielektryczna próżni, C_0 – pojemność geometryczna uzwojeń transformatora.

Wyznaczoną ze wzoru (2) konduktywność można użyć do oznaczenia zawartości wody w celulozie. Stąd pomiar „RVM-PDC” stwarza możliwość szacowania zawilgocenia celulozy na podstawie dwóch różnych procesów elektrycznych (odpowiednio procesy polaryzacyjne i przewodnictwo). Praktyka pomiarowa wykazała, że taki sposób diagnozowania pozwala z większą wiarygodnością ocenić rzeczywiste zawilgocenie izolacji. W szczególności dotyczy to transformatorów, w których izolacja morfologicznie nie jest jednorodna, z zachcianą równowagą stężenia wilgoci w oleju i preszpanie lub z osadami na powierzchni preszpanu.



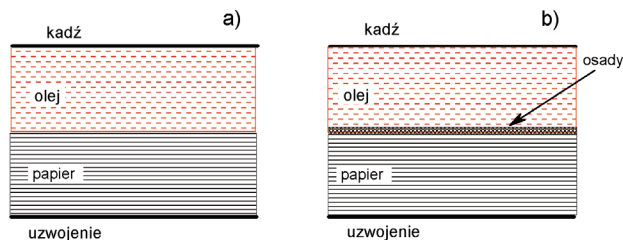
Rys. 2. Przemysłowy miernik „RVM-PDC”
Fig. 2. Industrial RVM-PDC measuring instrument

Na potrzeby skojarzonego pomiaru „RVM-PDC” w warunkach eksploatacyjnych został zbudowany, we współpracy z firmą B&C Diagnostic, przemysłowy miernik, który realizuje jednocześnie dwie funkcje: pomiaru RVM oraz pomiaru PDC i wyznaczenia przewodnictwa celulozy (rys. 2). Przykłady jego zastosowania m.in. do identyfikacji obecności osadów na elementach stałych izolacji zostaną omówione w dalszej części artykułu.

3. Identyfikacja obecności osadów na powierzchni izolacji p-o

W transformatorach, które są we względnej równowadze termodynamicznej morfologię izolacji można w przybliżeniu określić jako „jednorodną” (rys. 3a). Osadzanie się produktów rozkładu oleju i celulozy na powierzchni elementów stałych izolacji papierowo-olejowej w trwały sposób zmienia granicę faz „olej-papier” (rys. 3b). W zależności od stopnia zaawansowania tego procesu, na powierzchni celulozy tworzy się szklista, trudno rozpuszczalna warstwa, której rezystywność powierzchniowa zmienia się w granicach $\rho_s \approx 10^7 \div 10^{11} \Omega$ [3, 7]. Jej prawie półprzewodzące właściwości w znaczący sposób oddziałują na polaryzację

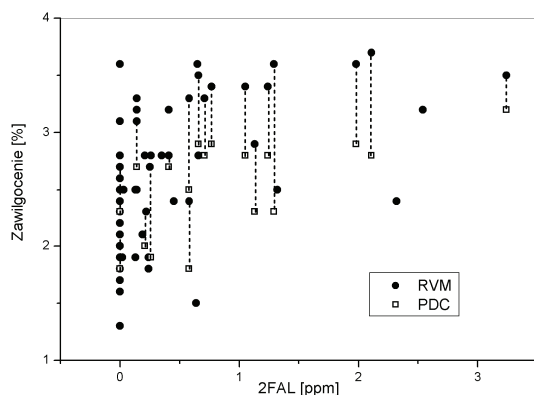
granicy faz preszpan-olej powodując, że w obszarach osadzenia się szlamów zgromadzony między osadem a olejem powstaje duży ładunek przestrzenny, który relaksuje z krótszą stałą czasową. W istotny sposób zmienia on odpowiedź dielektryczną całego układu zarówno w pomiarach FDS jak i RVM. W takich przypadkach w metodzie FDS obserwuje się deformację charakterystyki $tg\delta = f(f)$ lub dodatkowe ekstrema w zakresie wyższych częstotliwości [3, 8], co z reguły prowadzi do znaczącego niedoszacowania zawilgocenia. W teście RVM na charakterystyce maksymalnej wartości napięcia powrotnego od czasu polaryzacji $U_R = f(t_c)$ mogą również powstawać dodatkowe ekstrema lub też przesunięcie się całej krzywej w zakres krótszych czasów powodując przeszacowanie ilości wody w celulozie. Natomiast osadzanie się szlamów i powstawanie przypowierzchniowej półprzewodzącej warstwy ma znacznie mniejszy wpływ na przewodnictwo celulozy zawartej układzie izolacyjnym (rys. 3b). W konsekwencji, w miarę narastania tej warstwy powinno się notować coraz większe różnice w oszacowanej ilości wody w izolacji za pomocą metod RVM, FDS oraz PDC. Praktyka pomiarowa potwierdza taki właśnie wpływ osadów na wyniki pomiarów zawilgocenia otrzymanych na podstawie analizy przewodnictwa celulozy oraz metod polaryzacyjnych [1].



Rys. 3. Jednorodna (a) oraz niejednorodna z osadami (b) izolacja „papierowo-olejowa”

Fig. 3. Homogeneous (a) and non-homogeneous with sludge (b) oil-paper insulation

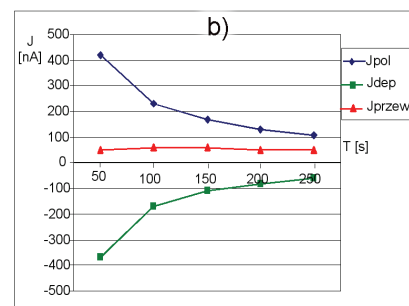
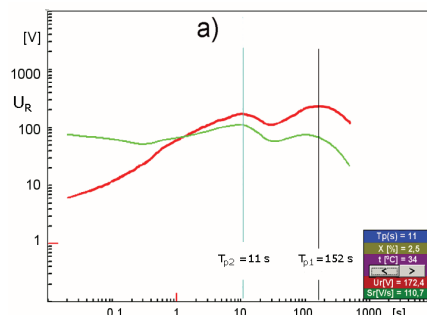
Na rysunku 4 przedstawiono rezultaty oznaczenia zawilgocenia izolacji metodami RVM i PDC pewnej populacji transformatorów wykazujących objawy zaawansowanego zesterzenia oleju i celulozy, których izolacja może być pokryta warstwą osadów. Przy czym za miarę stopnia zesterzenia przyjęto podwyższoną zawartość 2-FAL w oleju. Wynika z niego, że dla izolacji o takich cechach różnica w określeniu stopnia zawilgocenia izolacji za pomocą metod RVM i PDC może być dramatycznie duża i przekraczać nawet 1,5%. Efekt ten może być wykorzystany do rozwiązania zagadnienia odwrotnego i stwarza szansę identyfikacji obecności osadów i szlamów na podstawie pomiarów RVM i PDC.



Rys. 4. Zawartość wody w izolacji transformatorów o różnym stopniu zesterzenia. Linia przerywana pokazano różnice w szacowaniu zawilgocenia w teście RVM oraz PDC

Fig. 4. Water content in transformer insulation of different ageing level. Dashed line shows a difference between the result obtained from RVM and PDC tests

Zastosowanie metody „RVM-PDC” do tego celu można pokazać na przykładzie dwóch transformatorów TONR 16000/110 oraz TDR 63000/110x. W przypadku TONR 16000/110 w teście RVM zaobserwowano dwie dominujące stałe czasowe, które wskazywały na zawilgocenie izolacji odpowiednio $X = 2,5\%$ oraz $X = 1,3\%$ (rys. 5a). Natomiast z pomiarów prądu przewodnictwa J_{przew} w teście PDC oszacowano zawartość wody w celulozie na poziomie $X \approx 1,7\%$ (rys. 5b). Stąd można przyjąć, że średnie zawilgocenie jest rzędu $X \approx 1,5 \div 1,7\%$, co odpowiada dominującej stałej czasowej $T_p \approx 85 \div 98$ sek. Jest to wartość relatywnie zbliżona do wyznaczonej na rysunku 5a dominującej stałej czasowej $T_{p1} \approx 152$ sek. Widoczne na tym rysunku drugie ekstremum U_R o wartości $T_{p2} \approx 11$ sek. jest skutkiem niejednorodnej morfologii izolacji papierowo-olejowej transformatora, która może być spowodowana m.in. istnieniem osadów. Przypuszczenie to potwierdzono badaniami fizykochemicznymi właściwości oleju, bowiem stwierdzono jego średniozaawansowane zesterzenie według standardów Laboratorium Nynas IOM ($tg\delta = 0,133$, $N_v = 0,22$ mgKOH/g, $\rho_v = 1,8$ G Ω m) [9]. Również analiza DGA wykazała obecność w izolacji defektu w postaci wysokotemperaturowego przegrzania cieplnego (700°C). Na podstawie historii badań olejowych stwierdzono ponadto, że we wcześniejszych pomiarach liczba kwasowa wynosiła $N_v = 0,32$ mgKOH/g. Należy podkreślić, że efekt nagłego spadku liczby kwasowej oleju z reguły jest interpretowany jako skutek osadzenia się szlamów na elementach stałych aktywnej części transformatora. Zespół tych właściwości z dużym prawdopodobieństwem pozwala przyjąć, że w transformatorze TONR 16000/110 nr 24670 przebiegają procesy intensywnego starzenia, którym towarzyszy wytrącanie się osadów na powierzchni izolacji.



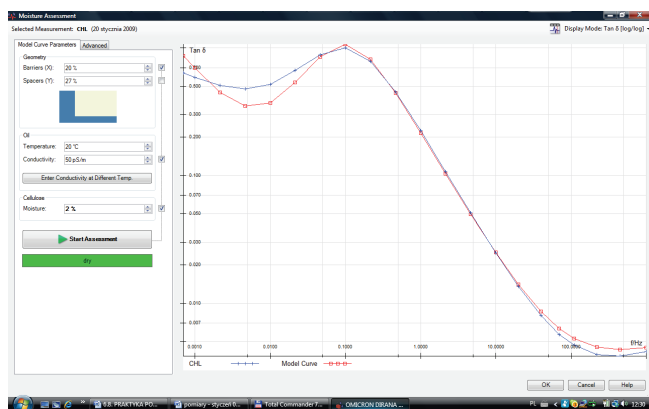
Rys. 5. Transformator TONR 16000/110 nr 24670. Skojarzony pomiar RVM (a) i PDC (b)

Fig. 5. Transformer TONR 16000/110 No 24670. Joint measurement RVM (a) and PDC (b)

W drugim przypadku transformatora TDR 63000/110x skojarzony pomiar „RVM-PDC” wskazał na zawilgocenie odpowiednio $X = 3,7\%$ (RVM) oraz $X = 2,8\%$ (PDC), a z przeprowadzonych w następnym roku pomiarów FDS otrzymano $X = 2,0\%$ (rys.6). Badania oleju wykazały przy tym, że zawiera on 2,11 ppm 2FAL, co odpowiada 62% degradacji celulozy ($DP \approx 350$). Stwierdzono również niskotemperaturowe przegrzanie, które może generować związki furanu oraz obecność fenolu w ilości 1,51 ppm jako skutku przegrzewania się elementów syconych żywicami. Fizykochemiczne właściwości

oleju ($N_v = 0,10$ mgKOH/g, $\rho_v = 0,8$ G Ω m, $\text{tg}\delta = 0,365$) były typowe dla średnio zaawansowanego etapu starzenia się według kryteriów Nynas IOM.

Bardzo duże rozbieżności w oszacowaniu zawilgocenia przy pomocy metod polaryzacyjnych i pomiaru przewodnictwa celulozy ($\Delta X = 1,7\%$) są niewątpliwie rezultatem trwałego braku jednorodności izolacji. Stąd, podobnie jak we wcześniejszym przykładzie, kierując się zaawansowanym procesem starzenia izolacji oraz dużą różnicą między wskazaniami pomiarów RVM, FDS i PDC postawiono diagnozę o obecności osadów na powierzchni elementów stałych układu izolacyjnego.



Rys. 6. Wyznaczenie zawilgocenia transformatora TDR-63000/110x na podstawie pomiaru FDS

Fig. 6. Assessment of water content in TDR-63000/110x transformer from FDS measurement

Na rysunku 7 pokazano fotografię izolacji tego transformatora wykonaną podczas rewizji wewnętrznej, która potwierdziła wcześniej wyrażoną opinię na podstawie zespołu badań wilgotnościowo-olejowych. Stwierdzono bowiem istnienie jednolitej warstwy osadów na wszystkich elementach stałych izolacji. Na powierzchni izolacji zwojowej utworzyła się szklista, trudno rozpuszczalna warstwa. Zauważalna degradacja preszpanu oraz deformacja uzwojenia wykluczyła dalszą eksploatację jednostki. Pobrane próbki preszpanu z barier oraz z izolacji zwojowej charakteryzowały się względnie małą rezystywnością skośną i powierzchniową, które w zależności od miejsca poboru wynosiły odpowiednio:

- dla preszpanu: $\rho_v \approx 10^{10} \Omega \cdot m$, $\rho_s \approx 10^7 \Omega$;
- dla papieru z górnej warstwy izolacji: $\rho_v \approx 10^8 \Omega \cdot m$, $\rho_s \approx 10^7 \Omega$.

Z powyższych wartości można wnioskować, że na powierzchni izolacji utworzyła się warstwa o prawie półprzewodzących właściwościach, które diametralnie zmieniły odpowiedź dielektryczną układu papierowo-olejowego zarówno w dziedzinie czasu jak i częstotliwości prowadząc do znacznych rozbieżności przy ocenie zawilgocenia.



Rys. 7. Transformator TDR-63000/110x. Widok osadów na elementach stałych izolacji

Fig. 7. Transformer TDR-63000/110x. View of the sludge on insulation solid elements

Doświadczenie pomiarowe wskazuje, że problem ten dotyczy przede wszystkim jednostek starszych, w których zarówno izolacja stała jak i olej wykazują objawy zaawansowanych procesów starzeniowych. W tym kontekście wyrażony m.in. w pracy [3] postulat o „dodatkowym ekwiwalencie zawilgocenia” z tytułu procesów starzeniowych i obecności osadów znajduje swoje potwierdzenie i uzasadnienie w badaniach eksploatacyjnych.

Należy przy tym podkreślić, że interpretowanie pomiarów RVM i PDC z punktu widzenia identyfikacji obecności osadów wymaga dobrej znajomości historii eksploatacji transformatora oraz personelu o wysokich kwalifikacjach z zakresu inżynierii wysokonapięciowej. Bogate doświadczenia autorów w tym zakresie zostały przedstawione m.in. w [1, 2, 7].

4. Podsumowanie

- Zebrane przez autorów doświadczenia w polowych pomiarach zawilgocenia izolacji transformatorów charakteryzującej się zaawansowanym stopniem zestarzenia wskazują na potrzebę stosowania co najmniej dwóch metod pomiarowych opartych na różnych podstawach fizycznych. Mogą to być procesy polaryzacyjne i przewodnictwa;
- Postulat ten można zrealizować np. w postaci jednoczesnego, skojarzonego pomiaru „RVM-PDC”, który jest stosunkowo łatwy do przeprowadzenia i nie wymaga dodatkowego nakładu czasu;
- Metoda pomiaru „RVM-PDC” po uwzględnieniu fizykochemicznych właściwości oleju oraz historii eksploatacji transformatora pozwala identyfikować obecność osadów na celulozie;
- Analiza prowadząca do stwierdzenia obecności osadów wymaga jednak dużej znajomości procesów i zjawisk zachodzących w izolacji papierowo-olejowej. Stąd kwalifikacje personelu diagnostycznego pełnią w tym procesie zasadniczą rolę.

Pracę zrealizowano w ramach projektu rozwojowego NCBiR R01004406/2009.

5. Literatura

- [1] Szrot M.: Ocena zawilgocenia transformatorów energetycznych z niejednorodną lub zestarzoną izolacją papierowo-olejową, Rozprawa doktorska, Szczecin, 2010.
- [2] Subocz J., Szrot M.: Procesy dielektryczne w preszpanie o dużym zawilgoceniu, Przegląd Elektrotechniczny, rok LXXXIV, Nr 11b, (2010), s. 146-149.
- [3] Zenker M.: Odpowiedź dielektryczna modelu kanału olejowego transformatora z osadami na celulozie, Energetyka, VI, (2009), s. 377-380.
- [4] Subocz J.: Eksploatacyjne pomiary PDC w izolacji transformatorów, Przegląd Elektrotechniczny Konferencje, rok 3, (2005), s. 261-264.
- [5] Bogusz. W., Krok. F.: Elektrolity stałe. Właściwości elektryczne i sposoby ich pomiaru, WNT Warszawa, 1995.
- [6] Yamano Y., Tsukui T.: Increase in Capacitance and $\text{tan}\delta$ between Conductors on Printed Circuit Board at Low Frequency Due to Ionic Migration, IEEE Trans. DEI, vol. 7, No 3, (2000), pp. 366-372.
- [7] Subocz J., Szrot M.: Szacowanie zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej o zaawansowanym procesie starzenia, Przegląd Elektrotechniczny, rok LXXXIV, Nr 11b, (2010), s. 170-173.
- [8] Dahlund M.: Copper Sulphide in Transformer Insulation – status report September 2007, CIGRE SC A2 & D1-01 Brugge Symposium 2007, Tutorial.
- [9] Analysis Report nr P1003338-00, Nynas, Nynäshamn, 2008-01-30.