

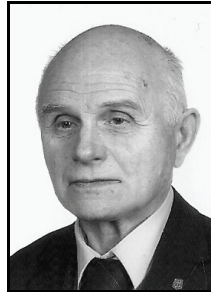
Jerzy SŁOWIKOWSKI

ul. Pionierów 9 / Magdalenka, 05-506 Lesznowola

Wykorzystanie wyników pomiarów zawartości wody rozpuszczonej w oleju i napięcia przebicia, do oceny stanu zagrożenia układu izolacyjnego transformatorów olejowych w następstwie zawilgocenia

Stanisław Jerzy SŁOWIKOWSKI

Abs. Wydz. Elekt. PW (1956-58). Zatr.: PW (as. st. as. wykł. - 1949-1978), IEL /Zakład. Wys. Nap. (kier. zesp. prac. doc. - 1952-78), OBR-Enekokabel (nacz. dyr. doc. - 1978-82), Przew. Kom. 15 PKWSE 1978-82, Distinguished Member of CIGRE. Przew. Centr. Kol. Sekcji Przem. Elektr. SEP 1982-. Współpraca: LCIE (Francja), IChTJ (Polska), NIST (USA), Inst. N. Bad. Kabielnaj Promyszl. (Rosja). Od 2006r. Przew. Kom. 303 PKN. Autor i współautor ponad 150 publikacji w czasopiśmie polskich i zagr. oraz na konferencjach.

e-mail: jerzyslowikowski@wp.pl**Streszczenie**

Poziom zawartości wody w oleju znajdującym się w obiegu chłodzącym transformatora jest stymulowany poziomem zawilgocenia i temperaturą izolacji zwojowej, górnej części uzwojeń. Autor, w oparciu o charakterystyki Oommen'a i zależność napięcia przebicia oleju od zawartości rozpuszczonej w nim wody, liczonej w procentowej wartości w stosunku do stanu nasycenia przy danej temperaturze, wskazuje na okoliczności, w których następuje na tyle istotne obniżenie napięcia przebicia oleju, że może to stać się przyczyną przebicia górnej części układu izolacyjnego, w tym - izolacji jarmzowej. Autor podaje procentowe wartości zawilgocenia izolacji zwojowej i temperatury przy jakich wspomniane okoliczności mogą wystąpić. Przekroczenie wartości 3% zawilgocenia, powoduje ograniczenie możliwości przeciążania transformatora. Wskazuje ponadto, na rolę jaką w ocenie zagrożenia, może odegrać pomiar napięcia przebicia oleju wykonywany przy temperaturze, przy jakiej jego próbka została pobrana z transformatora.

Słowa kluczowe: transformatory olejowe, woda w układzie izolacyjnym.

Use of measurement results of water content dissolved in oil and breakdown voltage for assessing the state of hazard of oil transformer insulation systems caused by humidification

Abstract

The level of water content in oil in transformer cooling circulation is stimulated by the water content and temperature of winding insulation in the upper part of windings. Basing on the Oommen's characteristics and the relationship between the breakdown voltage and water content in oil expressed in percent value in relation the state of saturation at a given temperature, the author indicates to the circumstances in which there follows as essential reduction of the oil breakdown voltages that it can become the cause of breakdown of the insulation system upper part, including the yoke insulation. The author presents the values of humidification of winding insulation and temperature at which the above circumstances can occur. Surpassing the value of 3% humidification causes limitation of the possibility to overload a transformer. He shows, moreover, the role which in the assessment of the hazard can be played by measurement of oil breakdown made at the temperature at which its sample was taken from the transformer.

Keywords: oil transformers, water in transformer insulation system.

1. Wstęp

W większości przypadków, aktualnie stosowane metody diagnostyczne, nie dają jednoznacznej odpowiedzi wskazującej na konieczność wyłączenia transformatora z ruchu i poddania go właściwym zabiegom remontowym.

Opisywany w niniejszym referacie przypadek wskazuje, iż liczbową oceną zawilgocenia układu izolacyjnego, a w szczególności – zawilgocenia izolacji celulozowej górnej części uzwojenia wysokiego napięcia, może w tym względzie stanowić wyjątek. Wprawdzie już dawno stwierdzono, że zauważalne obniżenie wytrzymałości elektrycznej izolacji celulozowej, przy narażeniu napięciem przemiennym o częstotliwości sieciowej, występuje po przekroczeniu zawilgocenia wynoszącego 3,5% [1], ale nie zwrócono przy tym uwagi na to, że w izolacyjnym układzie papierowo-olejowym, zawilgocenie izolacji celulozowej stymuluje poziom wody rozpuszczonej w oleju.

W niniejszym referacie omówiono zagrożenie w/w układu, na które wywiera wpływ zarówno wzrost zawilgocenia izolacji celulozowej jak i wzrost temperatury. Przypadki przebicia układu izolacyjnego transformatorów olejowych, wywołanych zawilgoceniem, zostały opisane w Broszurze CIGRE Nr 349, wydanej w 2008r [2].

Wyjaśnienia przyczyny tych przypadków można doszukać się analizując charakterystyki quasi - termodynamicznej równowagi pomiędzy zawartością wody rozpuszczonej w oleju i stanem zawilgocenia izolacji celulozowej, którą stanowią: izolacja zwojowa i elementy izolacyjne z preszpanu.

Użycie określenia „quasi” uzasadnione jest tym, że w/w równowaga następuje pomiędzy dwoma ośrodkami, z których jeden składnik – olej – znajduje się w ruchu konwekcyjnym lub wymuszonym, a drugi – izolacja celulozowa - pozostaje nieruchomy. Ponadto – w izolacji zwojowej występuje gradient temperatury pomiędzy żyłą przewodu i olejem zaś temperatura strugi oleju, w obiegu chłodzącym, zmienia się; rośnie – w strudze wznoszącej się wzdłuż uzwojenia i maleje – w strudze podlegającej chłodzeniu.

Ponad 50 lat temu, J. Fabre i A. Pichon [3] wykazali, iż poziom zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora odstawionego z ruchu zależy od wilgotności i temperatury otoczenia oraz temperatury transformatora; zebrane, przez w/w autorów, doświadczenia eksploatacyjne wykazały, że odwilżacz silikazelowy, przez który następuje wymiana powietrza między konserwatorem, a otaczającą atmosferą, przyczynia się jedynie do spowolnienia procesu zawilgocenia transformatora.

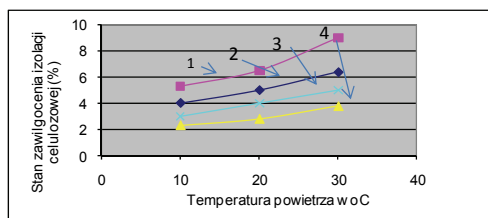
Po doświadczeniach z rozmaitymi sposobami uszczelniania transformatorów olejowych, najczęstszym rozwiązaniem, obecnie stosowanym w dużych jednostkach, jest oddzielenie oleju w konserwatorze od przestrzeni zajmowanej przez powietrze, membraną z elastycznego tworzywa sztucznego. Rola odwilżacza w tym przypadku, sprowadza się do ochrony przed kondensacją pary wodnej w części konserwatora wypełnionej powietrzem. W angielskiej terminologii technicznej, w/w transformatory określa się mianem „sealed” tj. – „uszczelne”, w przeciwieństwie do rozwiązań klasycznych, tj. transformatorów, wyposażonych w konserwator pozostający w kontakcie z otaczającym powietrzem (poprzez odwilżacz), które określa się mianem „free breathing”, tj. - „wolno oddychające”. W Polsce, w drugiej połowie lat sześćdziesiątych, dzięki współpracy Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki z Biurem Konstrucyjnym Fabryki Transformatorów w Mikołowie, uruchomiono produkcję szczelnych transformatorów rozdzielczych, z „poduszką powietrzną” w górnej części kadzi. Poduszka ta kompensowała rozszerzalność oleju. Wnioskiem, zgłoszonym przez Instytut Elektrotechniki (IEL) i Instytut Energetyki (IEn), po kontroli zachowania się w/w transformatorów w eksploatacji, było zaniechanie, w stosunku do tych jednostek, okresowych badań eksploatacyjnych [4]. Wniosek ten został uwzględniony w „Instrukcji Eksploatacji Transformatorów Olejowych” opracowanej przez „Energopomiar Gliwice” [5].

Ulepszenie konstrukcji szczelnych transformatorów rozdzielczych zostało dokonane przez Oddział Transformatorów IEL w Łodzi. Polegało ono min. na budowie kadzi z blachy falistej, co umożliwiło likwidację poduszki powietrznej. Aktualnie, dość powszechnie, uszczelnienia transformatorów rozdzielczych, dokonuje się w drodze zespawania pokrywy z korpusem kadzi. Polepszenie szczelności uzyskano również dzięki zastosowaniu tworzywowych izolatorów przepustowych, zamiast olejowych.

2. Porównanie charakterystyk Fabre'a/Pichon [3] z charakterystykami Oommen'a [6]

Wyniki badań eksploatacyjnych, przedstawione w Broszurze CIGRE WG A.2.30 [2], potwierdziły fakt, iż niezależnie od penetracji wilgoci atmosferycznej poprzez konserwator, należy się liczyć również z penetracją tejże wilgoci przez wszelkiego rodzaju uszczelnienia występujące pomiędzy pokrywą kadzi, a wnętrzem transformatora, w tym - izolatorów przepustowych i innego rodzaju urządzeń zamontowanych na pokrywie, które w cytowanej broszurze CIGRE [2], nazwano „gadżetami”. W Polsce, w okresie PRL-u, ze względu na oszczędności dewizowe, uszczelki były wykonywane bardzo często z materiałów o nieodpowiedniej jakości co sprawiło tzw. „płacz transformatorów olejowychmi łzami”. Należy mieć na względzie, że nieszczelność nigdy nie jest jednostronna; przez nieszczelności zarówno wycieka olej jak i wnika do transformatora powietrze i zawarta w nim wilgoć. Ilość tej ostatniej – zależy od temperatury roboczej transformatora, temperatury otaczającego powietrza i jego wilgotności.

Na podstawie charakterystyk Fabre'a i Pichon [3], łatwo jest wykazać, iż najbardziej narażonym na zawilgocenie jest transformator odstawiony z ruchu (patrz. rys. 1).



Rys. 1. Zależność zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora od temperatury powietrza atmosferycznego przy różnych wartościach RH (50 i 100%) – krzywe 1 i 2, oraz różnych temperaturach oleju (40 i 60°C) – krzywe 3 i 4

Fig. 1. Relationship between the amount of moisture in transformer paper insulation and atmospheric air temperature for various values of RH (50 and 100%) – curve 1 and 2, and various oil temperatures (40 and 60°C) – curve 3 and 4

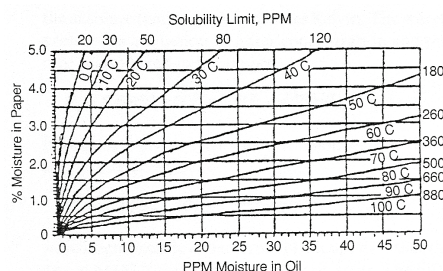
Korzystanie z w/w charakterystyk nie umożliwia jednak określenia aktualnego stanu zawilgocenia danej jednostki. Do tego celu służą, stosunkowo niedawno opublikowane, charakterystyki Oommena [6], które określają stan zawilgocenia izolacji celulozowej w transformatorze na podstawie pomiaru zawartości wody rozpuszczonej w oleju i wskazań temperatury górnej warstwy oleju, jaka panowała w momencie pobierania próbki oleju (rys. 2).

Sposób oceny stanu zawilgocenia wymaga jednak pewnej interpretacji, którą podano poniżej:

- wyniki badań przeprowadzonych przez pracowników f-my Weidmann [2] wykazały, iż mimo różnicy w gęstości poszczególnych elementów izolacyjnych wykonanych z tego samego tworzywa jakim jest celuloza przetwarzana w procesie noszącym nazwę „typu Kraft”, chłonność wilgoci tych elementów, liczona w procentach wagowych zawartości wody w stosunku do masy celulozy, pozostaje ta sama. Jest to bardzo ważne stwierdzenie, z którego wynika, że proces wymiany wody między olejem, a wszystkimi elementami izolacji celulozowej, mają taki sam przebieg. Występujące w starszych typach transformatorów, izolacyjne elementy sycone żywicami syntetycznymi, cechuje dużo powolniejsza sorpcja i desorpcja wody rozpuszczonej w oleju w porównaniu z izolacją celulozową. Tym sa-

mym, ich wpływ na zmiany stanu quasi-równowagi termodynamicznej pomiędzy izolacją celulozową, a olejem jest pomijalnie mały.

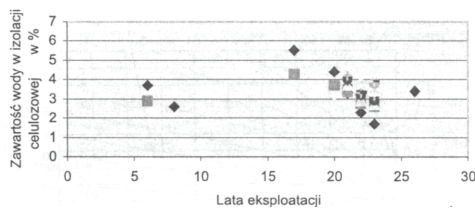
- czynnikiem „rozprowadzającym” wilgoć przedostającą się do wnętrza transformatora jest olej. Jest to proces bardzo powolny – trwający lata. W wymianie wilgoci wewnątrz transformatora, pomiędzy olejem, a izolacją celulozową, podstawową rolę odgrywa temperatura panująca w interfejsie pomiędzy olejem i izolacją celulozową. Podczas pracy transformatora, rozkład temperatury w układzie izolacyjnym jest zmienny lecz zawsze – temperatura narasta wzdłuż uzwojenia, ku jego górnej części. Wartość najwyższej temperatury interfejsu między izolacją zwojową, a olejem, z dostatecznym przybliżeniem można przyjmując za równą temperaturze górnej warstwy oleju w transformatorze. Temperatura ta, w transformatorach średniej i dużej mocy, jest mierzona w sposób ciągły.
- ważnym stwierdzeniem, sprawdzonym doświadczalnie, jest fakt, że ilość wody rozpuszczonej w oleju jest pomijalnie mała w stosunku do wody zawartej w izolacji celulozowej [2]. W konsekwencji – przyjmuje się, iż w czasie dokonywania pomiaru, ilość wody rozpuszczonej w pobranej próbce oleju jest zależna wyłącznie od stanu quasi-równowagi termodynamicznej panującej na styku oleju i zewnętrznej warstwy izolacji zwojowej w górnej części uzwojenia, przy czym poziom zawilgocenia izolacji celulozowej pozostaje praktycznie stały.
- w przypadku zmiany warunków pracy transformatora, jak wskazują doświadczenia, osiągnięcie stanu równowagi pomiędzy wodą zawartą w zewnętrznej warstwie izolacji zwojowej, a wodą rozpuszczoną w oleju, z dostatecznym przybliżeniem, następuje po upływie 6 do 8 godzin. Po osiągnięciu w/w stanu równowagi, ilość wody rozpuszczonej w oleju znajdującym się w obiegu chłodzącym utrzymuje się na stałym poziomie. Potwierdzeniem tego jest fakt, cytowany w Broszurze CIGRE [2], iż zawilgocenie izolacji zwojowej, a tym bardziej elementów izolacji celulozowej znajdujących się w dolnej części uzwojenia, jest większe, aniżeli – w górnej części uzwojenia. Powodem tego jest niższa temperatura panująca w dolnej części układu izolacyjnego. Tym samym – zmianie ulegają warunki równowagi quasi-termodynamicznej w porównaniu do górnej części uzwojenia. W takim przypadku, jak można to wywnioskować z charakterystyk Oommen'a (patrz. rys. 2), zwiększa się chłonność wody rozpuszczonej w oleju przez izolację celulozową. W porównaniu do izolacji górnej uzwojenia, jest to jednak - na skutek niższej temperatury - znacznie wolniejszy proces co sprawia, że ubytek wody w strudze oleju jest praktycznie nie zauważalny.



Rys. 2. Charakterystyki Oommen'a zależności poziomu zawilgocenia izolacji celulozowej od zawartości wody rozpuszczonej w oleju przy różnej temperaturze w stanie równowagi termodynamicznej, w ppm
Uwaga: na prawym brzegu rysunku, podano wartości temperatury w stopniach Fahrenheita

Fig. 2. Oommen's curves of the dependence of paper-oil moisture level from the amount of water dissolved in oil for various temperatures in thermodynamic state of balance, in ppm
Note: the values of temperature, in Farenheit degrees, are placed at the top and right side of the figure

Powyższe stwierdzenia ułatwiają interpretację wyników pomiarów dokonywanych w oparciu o charakterystyki Oommen'a, przedstawione przykładowo na rys. 3

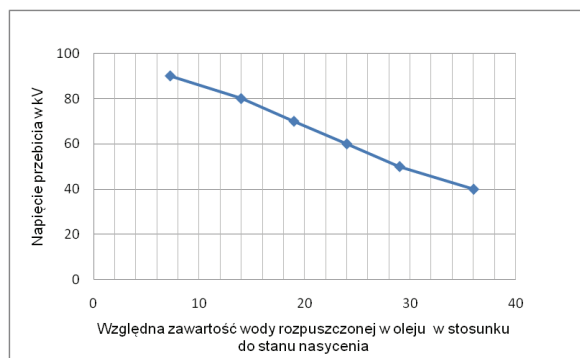


Rys. 3. Wyniki pomiarów stanu zawilgocenia izolacji celulozowej transformatorów „wolno oddychających” o długim okresie eksploatacji

Fig. 3. The measurements results of moisture level of the cellulose insulation in free breathing and long working transformers

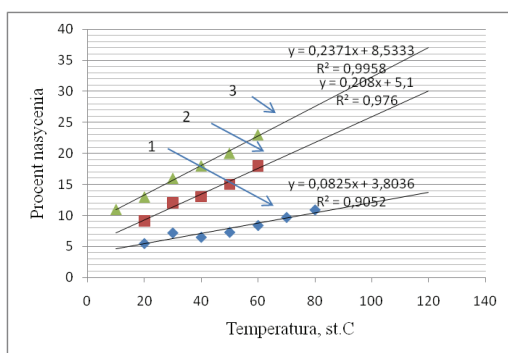
Wyznaczone bowiem tą drogą zawilgocenie izolacji celulozowej dotyczy izolacji górnej części uzwojeń.

Jak wiadomo, charakterystyka zależności napięcia przebicia oleju od zawartości wody rozpuszczonej w oleju, liczonej w procentach stanu nasycenia, jest niezależna od temperatury. Charakterystykę tą przedstawiono na rys. 4 [7]. Dotyczy ona napięcia przebicia oleju w układzie elektrod opisanym w normie IEC 60156 [8].



Rys. 4. Napięcie przebicia w funkcji względnej (w stosunku do stanu nasycenia) zawartości wody rozpuszczonej w czystym oleju; $N_a = 0,01 \text{ mgKOH/g}$ [7]

Fig. 4. Breakdown voltage vs. relative (in relation to the saturation state, expressed in %) amount of the water dissolved in the pure oil ($N_a = 0,01 \text{ mgKOH/g}$) [7]



Rys. 5. Poziom zawartości wody rozpuszczonej w oleju (w procentach stanu nasycenia) w funkcji temperatury górnej warstwy oleju w transformatorze; charakterystyki przy 2% (1), 3% (2) i 3,5% (3) zawilgocenia izolacji papierowej

Fig. 5. The level of water dissolved in oil (in percent of the saturation state) vs. temperature of the top oil layer in transformer; the curves at 2% (1), 3% (2) and 3,5% (3) humidity of the insulation paper

Do tych wartości procentowych zawartości wody rozpuszczonej w oleju, odniesiono wymaganą najniższą dopuszczalną wartość napięcia przebicia, która wg IEC 60422 [9], dotyczy transformatorów o najwyższych napięciach znamionowych, a która, zdaniem autora artykułu, powinna być również przyjęta w stosunku do transformatorów o górnym napięciu znamionowym, wynoszącym 110kV. Zgodnie z w/w wymaganiami, napięcie przebicia oleju,

dla tych jednostek, nie powinno być niższe od 50kV. Jak wynika z rys. 4, wartość ta, odpowiada zawartość wody rozpuszczonej w oleju, liczonej w procentach stanu nasycenia – 30%.

Posługując się w dalszym ciągu charakterystykami Oommen'a, łatwo jest wyznaczyć charakterystykę zmian zawartości wody rozpuszczonej w oleju odpowiadającej danemu, procentowemu zawilgoceniu izolacji celulozowej, w funkcji temperatury (rys. 5).

Jeśli, dodatkowo, zawartości wody, liczone w ppm, zostaną przedstawione w procentach stanu nasycenia, to otrzymuje się zależności przedstawione na rysunku 5.

3. Wnioski

- W Broszurze CIGRE [2] podano, iż szybkość zawilgacania się izolacji celulozowej, „wolno-oddychających” transformatorów olejowych, może dochodzić do 0,5%/rok. Wyniki badań eksploatacyjnych, przedstawione na rys. 1, wskazują, że w szczególnie niekorzystnych warunkach atmosferycznych i obciążeniowych (przy niskich obciążeniach) zawilgocenie może dochodzić do wartości znacznie przekraczających 3%. Przewaga transformatorów „szczelnych” w tym względzie jest oczywista; szacunkowa szybkość zawilgacania się tych transformatorów, podana w/w Broszurze [2] zawiera się w granicach 0,2 – 0,3%/rok.
- Przy zawilgoceniu izolacji celulozowej, przekraczającym 3%, należy brać pod uwagę spadek napięcia przebicia oleju, które wzrasta ze wzrostem temperatury górnej warstwy oleju. W takim przypadku decyzja o ewentualnym poddaniu transformatora procesowi suszenia zależy będzie od spodziewanych obciążeń transformatora. Ważnym kryterium w takim przypadku staje się kontrola napięcia przebicia przy temperaturze, przy jakiej próbka oleju została pobrana z transformatora. W ten sposób kontroluje się bowiem wytrzymałość elektryczną oleju w górnej części uzwojenia tj. najbardziej zagrożonego przebieciem obszaru układu izolacyjnego.
- Należy podkreślić, że metoda Oommen'a staje się zawodna przy wyznaczaniu zawilgocenia transformatora pracującego przy niskich temperaturach roboczych, a szczególności - w przypadku transformatora odstawnego z ruchu. Wzrasta bowiem wówczas absorpcja wody przez izolację celulozową, na skutek czego ocena zawilgocenia izolacji może być obciążona dużym błędem (porówn. rys. 2). W takich okolicznościach, metody oparte o „odpowiedź dielektryczną” okazują się bardziej przydatne.

4. Literatura

- Stannet A.W.: Problems of Water in Power Transformers, Electrotechnical Times, March 1965.
- CIGRE WG A2.30, Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems, 2000.
- Fabre J., Pichon A.: Deteriorating Process and Products of Paper in Oil. Application in Transformers, CIGRE 1960.
- Kulikowski J., Witczak S., Słowikowska H., Słowikowski J.: Zachowanie się hermetyzowanych transformatorów rozdzielczych w eksploatacji, Biuletyn Instytutu Energetyki, Nr. 5, 1988.
- Instrukcja transformatorów olejowych, Energopomiar – Gliwice.
- Oommen T.Y.: Moisture Equilibrium Charts for Transformers Insulation Drying Practice, IEEE Trans. on Power App. a. Systems, Vol. PAS.103, No. 10, October, 1984.
- Influence of Moisture on the Dielectric Breakdown Strength of Insulating Liquids, Domino, Application Bulletin, January 2000.
- IEC 60156 Insulating Liquids – Determination of the Breakdown Voltage at Power Frequency – Test Method.
- IEC 60422 Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment.