

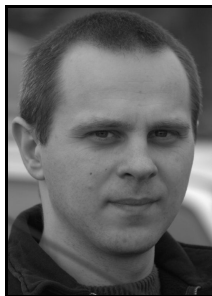
Bogusław BOCHENSKI, Filip LUTKOWSKI
POLITECHNIKA ŁÓDZKA, INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI

Oszacowanie zawilgocenia izolacji celulozowej na podstawie zawartości wody w oleju

Dr inż. Bogusław BOCHENSKI

Od początku studiów magisterskich nierozdzielnie związany jest z Politechniką Łódzką. W 2002 roku uzyskał dyplom magistra na Wydziale Elektrotechniki i Elektroniki a w 2005 roku stopień doktora w zakresie elektrotechniki w specjalności inżynieria wysokich napięć. Zainteresowania zawodowe to inżynieria wysokich napięć, statystyka, informatyka. Zajmuje się problemami obliczania temperatur w transformatorach energetycznych i regulacyjnych oraz modelowaniem numerycznym zjawisk fizycznych w elektrotechnice.

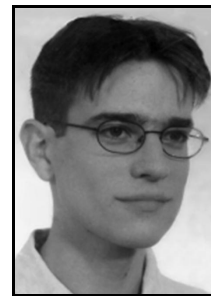
e-mail: boguslaw.bochenski@p.lodz.pl



Mgr inż. Filip LUTKOWSKI

Absolwent Politechniki Łódzkiej Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki. Niezwiązany z pracą naukową. Zainteresowania to analiza stochastycznych układów dynamicznych oraz komputerowe wspomaganie podejmowania decyzji.

e-mail: filip_lutkowski@wp.pl



Streszczenie

W referacie przedstawiony został problem pomiaru zawilgocenia izolacji celulozowej w transformatorze z izolacją papierowo-olejową oraz możliwości oszacowania jej na podstawie zawartości wody w oleju. Ponadto w referacie zaprezentowane zostały wyniki prac nad opracowaniem modelu numerycznego migracji wody z izolacji celulozowej do oleju i zastosowanie ich w opracowanym programie komputerowym.

Słowa kluczowe: transformator energetyczny, izolacja papierowo-olejowa transformatora, zawilgocenie.

Estimation of moisture content in cellulose insulation on the basis of moisture content in oil

Abstract

The objective of this paper is to present the problem of measuring moisture content in paper insulation of a power transformer. Even though there is still no possibility of taking direct measurement of moisture content in the cellulose insulation, it can be estimated based on measurement result of moisture content in the oil. Additionally, some equations which were formulated for modeling water migration between cellulose and oil are given.

Keywords: power transformer, paper-oil transformer insulation, moisture content.

1. Wstęp

Celuloza jest szeroko stosowana jako materiał izolacyjny, szczególnie w połączeniu z olejem izolacyjnym w transformatorach energetycznych. Takie zainteresowanie wykorzystaniem tego materiału jako izolacji nie wynika jednak z doskonałych właściwości fizykochemicznych celulozy. W rzeczywistości celuloza znajduje zastosowanie jako izolacja ze względów ekonomicznych oraz łatwej dostępności. Wymaga ona szczególnych działań w trakcie prac projektowych, wykonawczych, jak i podczas eksploatacji. Największym mankamentem celulozy jest starzenie, jakego podlega w czasie eksploatacji, powodujące pogorszenie jej właściwości mechanicznych. Znanymi czynnikami powodującymi szybsze starzenie papieru. Należą do nich przede wszystkim temperatura, woda i tlen. Podejmowane są czynności mające na celu ograniczenie wpływu temperatury na procesy starzenia oraz monitorowanie postępu procesów starzeniowych. W fazie projektowej wprowadzane są rozwiązania ograniczające wpływ temperatury takie, jak: budowa kadzi, systemy chłodzenia, systemy pomiarowe, itd. W fazie eksploatacji (duże jednostki), mierzone są na bieżąco temperatury w niewygodnych miejscach – a jeżeli nie ma możliwości pomiaru, to istnieją metody umożliwiające oszacowanie temperatury w badanym obszarze [1, 2]. Istnieją również zależności pozwalające oszacować czas życia izolacji biorąc pod uwagę zmiany temperatur w czasie.

Taka sytuacja nie dotyczy jednak wpływu wody. Wpływ wody na starzenie izolacji często jest tematem pomijanym. Pomimo tego, że ogólne właściwości fizykochemiczne papieru – a przede wszystkim jego higroskopijność oraz wpływ na jego degradację papieru – są znane od dawna, to obecnie nie ma narzędzi, aby móc szacować rzeczywisty stan izolacji pracującego transformatora biorąc pod uwagę zawartość wilgoci.

2. Pomiar zawilgocenia izolacji i wpływ wody na starzenie celulozy

Obecnie przyjmuje się, że koniec życia technicznego izolacji papierowej nastąpi, jeżeli wytrzymałość na rozrywanie spadnie poniżej 50%, lub (wg innego kryterium) poniżej 20%, ewentualnie stopień polimerizacji łańcuchów celulozy spadnie do poziomu 200 (Degree of Polymerization DP<200) [1]. Ze względu na fakt, iż wymiana izolacji papierowej wiąże się z koniecznością wykonania remontu transformatora, zatarzenie izolacji papierowej jest istotnym parametrem wpływającym na budowę, eksploatację oraz ewentualne złomowanie transformatora. Dla porównania – zestaryzony lub zawilgocony olej można poddać procesowi osuszania i ewentualnie wymiany również w czasie pracy transformatora, bez konieczności jego odłączenia.

Istnieją trzy główne procesy starzenia izolacji papierowej:

- Piroliza – starzenie termiczne,
- Hydroliza,
- Utlenianie.

Głównymi czynnikami wpływającymi na szybkość wspomnianych reakcji chemicznych są:

- Temperatura,
- Zawartość wody w układzie izolacji,
- Zawartość tlenu w oleju

Przy podejściu ilościowym, szacuje się, że najmniejszy wpływ na szybkość procesów starzenia ma wpływ tlenu, a największy temperatura. Temperatura układu izolacji zależy od temperatury oleju oraz przyrostu temperatury uzwojenia. Wyznacznikiem zatarzenia cieplnego izolacji celulozowej jest zatarzenie izolacji najgorętszego punktu uzwojenia (tzw. Hot spot).

Wraz ze zmniejszaniem temperatury papier posiada większe możliwości pochłaniania wilgoci. Z drugiej strony wraz ze zmniejszaniem temperatury zmniejsza się rozpuszczalność wody w oleju. W takich warunkach izolacja papierowa pochłania wodę z oleju – tym więcej im niższa jest temperatura. Przybywa przez to czynnika, pod wpływem którego przyspieszana jest reakcja hydrolizy. Z drugiej strony, wraz ze spadkiem temperatury zwalnia również proces hydrolizy, którego szybkość jest również zależna od temperatury – w wyższej temperaturze zachodzi szybciej niż w niższej. Jednak przy wroście obciążenia następuje bardzo szybki wzrost temperatury uzwojenia (stała czasowa rzędu kilku do kilkunastu minut) oraz powolna migracja wilgoci z papieru do oleju (procesy termodynamiczne zachodzą wolniej – są silnie

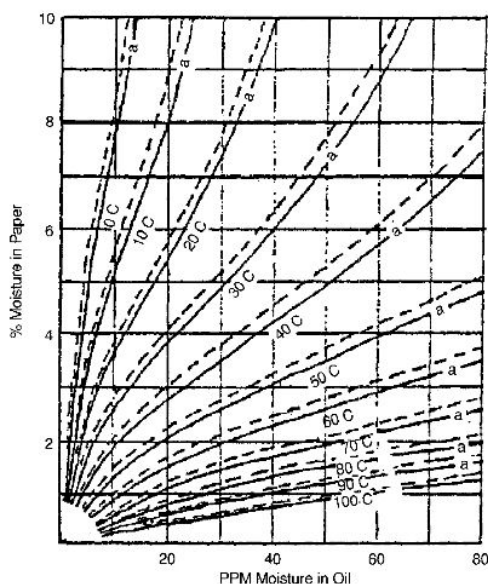
zależne od różnicy temperatur papieru i oleju). Przy gwałtownym zwiększeniu obciążenia (oraz temperatury uzwojenia) może wystąpić bardzo szybka migracja wilgoci z papieru do oleju, która objawia się powstawaniem pęcherzyków gazu na powierzchni izolacji celulozowej. Jest to bardzo niebezpieczne, ze względu na możliwość wystąpienia wylądowań niezupełnych.

Ilość wody ma bezpośredni wpływ na proces starzenia papieru, a ponieważ produktem ubocznym tego procesu jest również woda, to następuje dodatnie sprzężenie zwrotne polepszające warunki dla procesu hydrolizy. Dla przykładu – wraz z zawartością wilgoci w izolacji na poziomie 4% prędkość procesów starzenia jest 20-krotnie większa niż w izolacji z zawartością wilgoci 0,5% [3].

Niestety nie istnieje sposób na bezpośredni pomiar zawilgocenia izolacji papierowej bez konieczności wyłączenia transformatora i ingerencji w jego wnętrze. W takim przypadku można oprzeć się na równowagowej zawartości wilgoci (Moisture Equilibrium). W stanie ustalonym na tej podstawie można oszacować zawartość wody w izolacji na podstawie zmierzonej zawartości wilgoci w oleju [4].

Olej wykazuje słabe powinowactwo do wody. Natomiast izolacja papierowa może zawierać dużo więcej wody niż olej. Na przykład transformator o mocy 150 MVA i górnym napięciu 400 kV, którego masa izolacji papierowej wynosi około 7 ton może zawierać około 220 kg wody. Objętość oleju w typowym transformatorze wynosi około 80 000 litrów. Przyjmując zawartość wody w oleju na poziomie 20 ppm, okazuje się, że w takiej ilości oleju zawarte jest około 2kg wody [4].

W 1983 Oommen opracował zestaw krzywych równowagi zawartości wilgoci [4]. Jego metoda jest oparta na stwierdzeniu, iż krzywe równowagi przedstawiają takie samo nasycenie względne dla papieru i oleju w tej samej temperaturze (rysunek 1). Opracował on zależność zawartości wody w papierze w zależności od zawartości wody w oleju opierając się na zawartości wody w papierze w zależności od względnej wilgotności powietrza oraz zawartości wody w oleju w zależności od względnej wilgotności powietrza. Na tej podstawie Griffin opracował podobne zależności dla niskiej zawartości wody w oleju (w zakresie od 0 do 90 ppm) [5], natomiast w Massachusetts Institute of Technology opracowano podobne zależności dla wysokich poziomów zawartości wilgoci w oleju (do 800 ppm) [5].



Rys. 1. Krzywe równowagi wg. Oommen'a [4]

Fig. 1. Moisture equilibrium curves according to Oommen [4]

3. Oszacowanie zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora

Zawartość wody w papierze zależy od temperatury papieru i oleju otaczającego izolację papierową. Wraz ze wzrostem temperatury zwiększa się wartość nasycenia rozpuszczalności wody w oleju zgodnie ze wzorem 1 [6]:

$$\log x_w^s = A - \frac{B}{T}, \quad (1)$$

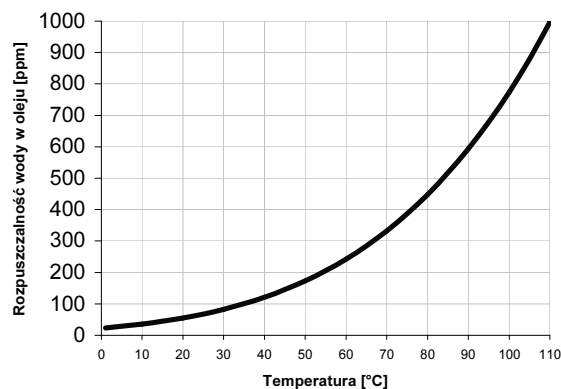
gdzie:

x_w^s - wartość nasycenia rozpuszczalności wody w oleju [ppm],

A, B - stałe,

T - temperatura [K].

Na podstawie powyższej zależności wykreślony został wykres przedstawiony na rysunku 2. Wykres ten można traktować jako dobrze oddający rzeczywistość, ponieważ izolacja papierowa zawiera kilkaset razy więcej wody niż olej, a więc stanowi dla oleju niewyczerpalne źródło wody. Nawet w skrajnych warunkach, gdyby średnia całego układu była powyżej 110°C wartość rozpuszczalności wody w oleju nie będzie wystarczająco duża, aby olej mógł przejąć całą wodę z papieru.



Rys. 2. Wykres nasycenia rozpuszczalności wody w oleju w zależności od temperatury

Fig. 2. Dependence of water solubility saturation in oil on temperature

Temperatura oleju w przestrzeniach oddalonych od uzwojeń jest niższa niż tych przy uzwojeniach (może zbliżyć się do temperatury otoczenia). Najwyższą temperaturę osiąga olej na granicy z papierem izolacji zwojowej. Dodatkowo dochodzi jeszcze wzrost temperatury wraz z wysokością uzwojenia. Wynika to z faktu konwekcyjnej wymiany ciepła z uzwojeń do oleju. Natomiast temperatura papieru zależy tylko od temperatury uzwojenia, czyli pozycji badanego obszaru pomiędzy górną a dolną częścią uzwojenia.

Zależność zawilgocenia papieru od temperatury najlepiej ilustruje poniższy przykład. Założono, że najgorętszy punkt uzwojenia znajduje się na górze uzwojenia, a jego przyrost temperatury względem średniej temperatury uzwojenia wynosi 20 °C. Tak duże różnice temperatur zostały wybrane celowo, aby pokazać wpływ temperatury na zawilgocenie izolacji.

Wykonano pomiar zawartości wody w oleju w obszarze „1” (rysunek 3). Zawartość wody jest na poziomie 11 ppm w temperaturze 40 °C. Korzystając ze wzoru na nasycenie oleju wodą (równanie 1), po przekształceniu można otrzymać:

$$x_w^s = 10^{\frac{A-B}{273,15+T}} = 10^{\frac{7,09-1567}{273,15+40}} = 121,9 \text{ ppm}, \quad (2)$$

Ponieważ wzór na wilgotność względną (Relative Humidity) przedstawia się następująco:

$$\%R.H. = \left(\frac{p}{p_0}\right) \cdot 100, \quad (3)$$

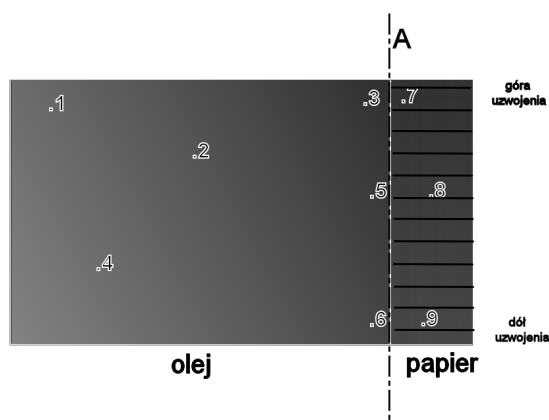
gdzie:

p - zawartość wody w oleju [ppm],
p₀ - nasycenie rozpuszczalności wody w oleju [ppm].

To wilgotność względną oleju wynosi:

$$\%R.H. = \left(\frac{p}{p_0}\right) \cdot 100 = \frac{11}{121,9013} = 9,024\%, \quad (4)$$

Przyjmując stałą wartość wilgotności względnej dla całego układu oraz znając temperaturę oleju przy uzwojeniach (izolacji papierowej) można wyznaczyć graniczną zawartość wody w oleju w tych obszarach.



Rys. 3. Płaski model rozkładu temperatury (każdy transformatora z radiatorami) w oleju oraz papierze (izolacja zwojowa) z podziałem na obszary

Fig. 3. A two-dimensional model of temperature field (transformer tank with radiators) in oil and paper (winding insulation)

Dla przykładu wyznaczono zawartość wody w oleju dla obszaru „3”. Znacząc wilgotność względną – 9,024% – oraz temperaturę obszaru – np. 100°C - należy jeszcze obliczyć nasycenie rozpuszczalności wody w oleju:

$$x_w^s = 10^{\frac{A-B}{273,15+T}} = 777,35[\text{ppm}] \quad (5)$$

$$p = \%R.H. \cdot p_0 \cdot 100 = 70,15[\text{ppm}] \quad (6)$$

Znając temperatury pozostałych obszarów można wyznaczyć zawartość wody w oleju w tych obszarach. Wyniki stosownych obliczeń przedstawione zostały w tabelicy 1.

Następnie, znając temperaturę i zawartość wody w objętości oleju, który graniczy z izolacją papierową, można wyznaczyć zawartość wody w papierze (tabelica 2). W tym celu należy skorzystać z krzywych równowagi. Dla małych wartości zawartości wody w oleju (poniżej 70 ppm) bliższe rzeczywistości wyniki uzyska się korzystając z wykresu Griffina [5], natomiast dla dużych wartości (powyżej 70 ppm) z wykresu MIT [5]. Należy przy tym zaznaczyć, że dotyczy to tylko stanu równowagi. Stany przejściowe należałoby rozpatrywać inaczej, ponieważ dochodzi jeszcze stała czasowa procesów termodynamicznych, która powoduje opóźnienie w przekazywaniu wody zarówno z, jak i do papieru.

Tab. 1. Wyznaczenie zawartości wody w poszczególnych obszarach

Tab. 1. Moisture content in each part of the transformer as marked in Fig. 3

Obszar	Temperatura	Wilgotność względna	Nasycenie wody w oleju w danej temperaturze	Zawartość wody
	°C		ppm	
1	40	9,024	121,90	11,00
2	45		146,10	13,18
3	100		777,35	70,15
4	40		121,90	11,00
5	80		449,56	40,57
6	60		243,45	21,97

Tab. 2. Wyznaczenie zawartości wilgoci w papierze w poszczególnych obszarach

Tab. 2. Estimation of moisture content in cellulose

Obszar	Temperatura obszaru	Zawartość wody w oleju	Zawartość wody w papierze
	°C	ppm	%
7	100	70,15	1,044
8	80	40,57	1,743
9	60	21,97	2,489

Krótką analiza wyników z tabelicy 2 pozwala na postawienie hipotezy, że być może nie tylko najgorętszy punkt uzwojenia może decydować o zestarzeniu izolacji celulozowej. Pomimo, iż izolacja ta w pozostałych obszarach jest słabiej naprężana termicznie, to jednak magazynuje większą ilość wody, która jest katalizatorem procesu starzenia cieplnego. Z drugiej strony jednak zależność starzenia od temperatury jest zależnością logarymiczną, więc może być silniejsza niż zależność starzenia od wilgoci. Niemniej jednak problem ten wymaga więcej uwagi i w niniejszej pracy został pominięty.

4. Opracowanie programu numerycznego do szacowania zawilgocenia izolacji celulozowej transformatora

Uwzględniając powyższe rozważania opracowany został program do przeliczania zawilgocenia izolacji papierowej na podstawie wyników pomiarów zawilgocenia oleju. Znacząc zawilgocenie izolacji papierowej, można oszacować zestarzenie izolacji zarówno pod wpływem temperatury oraz wody.

Rysunek 4 przedstawia wygląd jednego z okien opracowanego programu. Okno to wykorzystuje opracowany moduł przeliczania zawilgocenia w oleju na zawilgocenie papieru. Do wyznaczenia zawilgocenia izolacji papierowej należy wprowadzić dane z pomiarów oleju, a więc temperaturę pobranej próbki oleju oraz zmierzoną zawartość wody w próbce. Trzecim parametrem jest temperatura papieru w obszarze, który interesuje użytkownika. Może to być temperatura najgorętszego punktu uzwojenia, lub dowolnie wybranego punktu uzwojenia. Po wprowadzeniu wymaganych danych, program wyznacza wilgotność względną oleju, zawartość wody w oleju otaczającym wybrany obszar izolacji papierowej oraz procentową zawartość wody w tej izolacji.

Innym modulem przedstawionej aplikacji jest moduł umożliwiający obliczenie zawartości wody w papierze na podstawie wyników pomiarów zawilgocenia oleju. Dane do obliczeń są podobne, jednak nie ma konieczności wprowadzania temperatury pracy izolacji papierowej. Jest to z jednej strony wadą a z drugiej strony zaletą. Wadą, jest fakt, że dotyczy praktycznie tylko układów o stałych skupionych, a więc nie ma możliwości uwzględnienia gradientu temperatury oleju, co w zastosowaniu do transformatorów może dać jedynie bardzo ogólny wynik o dość dużej

niepewności. Zaletą jest jednak szybkie dostarczenie użytkownikowi ogólnej informacji o zawilgoceniu izolacji papierowej. Wymaganiem jest jednak, żeby jednostka, z której pobierana jest próbka oleju znajdowała się w stanie cieplnie ustalonym, a to może być trudne do spełnienia.

Rys. 4. Przykładowe okno kalkulatora do przeliczania zawilgocenia izolacji papierowo olejowej

Fig. 4. An example of the calculator for estimating moisture content in paper-oil insulation

Przykładowe obliczenia przedstawione zostały na rysunku 5.

Rys. 5. Przykładowe okno kalkulatora do obliczania zawartości wody w izolacji

Fig. 5. An example of the calculator for rough estimating moisture content in insulation

5. Podsumowanie

Niniejsze opracowanie jest kontynuacją prac nad programem DTR (do zarządzania czasem życia transformatorów energetycznych oraz wyznaczaniem ich dopuszczalnego obciążenia awaryjnego w systemie zarządzania siecią elektroenergetyczną). Przedstawione opracowanie jest w chwili obecnej niezależną aplikacją, jednak w przyszłości stanie się częścią programu DTR. Oczywiście pełne wykorzystanie tego modułu możliwe będzie tylko w sytuacji, gdy transformatory wyposażone będą w odpowiednie urządzenia pozwalające na monitorowanie zawartości wody w oleju (np. Hydran M2, Transfix). W przypadku pracy programu w systemie zarządzania siecią elektroenergetyczną (on-line) możliwe będzie na bieżąco dokonywanie oszacowania zesterzenia izolacji celulozowej uwzględniając również wpływ wody. W przyszłości zostanie również wykonana symulacja mająca na celu porównanie zesterzenia izolacji transformatora metodą klasyczną (tylko starzenie temperaturowe) oraz z uwzględnieniem wpływu wilgoci.

6. Literatura

- [1] IEEE Std C57.91-1995 and C57-91-1995/Cor 1-2002 "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers"
- [2] PN-IEC 60354:1999, „Przewodnik obciążania transformatorów olejowych”
- [3] E. Gulski, S. Meijer, E. Groot, „Condition Assessment Model for Power Transformers”, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa Transformator '07, Toruń 30-31 maja 2007
- [4] Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, A. V. Marnishev, "Moisture Equilibrium in Transformer Paper Oil Systems", IEEE Electrical Insulation Magazine, January/February 1999, Vol. 15, No. 1
- [5] A. M. Emsley, G. C. Stevens, "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers", IEE Proc. Sci. Meas. Technol., Vol. 141, No. 5, pp. 324-334, 1994
- [6] Y. Du, A. V. Marnishev, B. C. Lesieutre, M. Zahn, and S.H. Kang, „Measurements of Moisture Solubility for Differently Conditioned Transformer Oils”, Proceeding of 13th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL'99), Nara, Japan, July 20-25, 1999

Artykuł recenzowany

INFORMACJE

Zapraszamy do publikacji reklam w czasopiśmie PAK

Redakcja czasopisma POMIARY AUTOMATYKA KONTROLA
44-100 Gliwice, ul. Akademicka 10, pok. 30b,
tel./fax: 032 237 19 45,
e-mail: wydawnictwo@pak.info.pl