

**Dr inż. Piotr Przybyłek**

**Dr hab. inż. Krzysztof Siodła, prof. nadzw.**

Instytut Elektroenergetyki

Politechnika Poznańska

ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, Polska

E-mail: [piotr.przybylek@put.poznan.pl](mailto:piotr.przybylek@put.poznan.pl), [krzysztof.siodla@put.poznan.pl](mailto:krzysztof.siodla@put.poznan.pl)

## **Zastosowanie czujnika pojemnościowego do pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych**

**Słowa kluczowe:** czujnik pojemnościowy, pomiar zawartości wody, ciecz elektroizolacyjna, transformator

**Streszczenie:** W artykule omówiono problematykę pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych przy wykorzystaniu czujników pojemnościowych. Opisano czynniki wpływające na wiarygodność pomiaru zawartości wody. Autorzy pracy omówili zagadnienia związane z granicznym nasyceniem cieczy elektroizolacyjnych wodą. W artykule zaproponowana została metoda umożliwiająca wyznaczenie współczynników, za pomocą których możliwe jest obliczenie granicznego nasycenia cieczy elektroizolacyjnej wodą w funkcji temperatury. Wyznaczenie współczynników umożliwia poprawne obliczenie zawartości wody w ppm wagowo za pomocą zmierzonego sondą pojemnościową względnego nasycenia badanej cieczy wodą. Propozycje zawarte w artykule poprawiają niezawodność metody wyznaczania zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych, a przez to przyczyniają się do bezawaryjnej eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych izolowanych tymi cieczami.

### **1. Wprowadzenie**

Obecność wody w układzie izolacyjnym urządzeń elektroenergetycznych stanowi duży problem eksploatacyjny. Problem ten dotyczy przede wszystkim urządzeń izolowanych materiałami celulozowymi zaimpregnowanymi cieczą elektroizolacyjną [4, 5]. Przykładami takich urządzeń są transformatory energetyczne oraz przekładniki. Problem ten dotyczy również transformatorowych izolatorów przepustowych.

Wraz z upływem lat eksploatacji danego urządzenia rośnie zawilgocenie jego izolacji. Problem ten był wielokrotnie omawiany w różnych publikacjach naukowych [2, 4, 15], głównie w kontekście zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych. Autorzy tych prac zauważają, że woda jest nie tylko produktem rozkładu izolacji celulozowej, ale również do tego rozkładu się przyczynia. W wyniku obecności wody w układzie izolacyjnym oraz oddziaływania wysokiej temperatury dochodzi do procesu depolimeryzacji celulozy, co skutkuje spadkiem jej wytrzymałości mechanicznej [1, 12, 17]. Innymi negatywnymi następstwami obecności wody w układzie izolacyjnym są: spadek wytrzymałości elektrycznej izolacji, obniżenie napięcia zapłonu wyładowań niepełnych [19] oraz groźba wystąpienia zjawiska bąbelkowania [8, 11], która jest tym większa im bardziej zawilgocona jest izolacja celulozowa. Duże zawilgocenie izolacji wymusza ograniczenia w obciążalności urządzenia. Jednym z pozytywnych aspektów obecności wody w izolacji stałej jest wzrost jej przewodności cieplnej, co w pewnym stopniu poprawia chłodzenie uzwojeń transformatora [7]. Niemniej jednak negatywne skutki obecności wody

przeważają i dąży się do tego aby zawilgocenie izolacji urządzeń elektroenergetycznych było jak najmniejsze.

Ze względu na długotrwałą eksploatację urządzeń elektroenergetycznych problem zawilgocenia jest poważny i dotyczy nie tylko polskiego systemu elektroenergetycznego, ale również systemów większości krajów. Problem zawilgocenia izolacji jest znany społeczności międzynarodowej już od kilkudziesięciu lat i jest zagadnieniem wciąż aktualnym o czym świadczą najnowsze publikacje o zasięgu światowym dotyczące między innymi metod pomiaru zawilgocenia izolacji transformatora [6, 13, 20], a także zagadnień związanych z formami występowania wody [3, 13, 21] i jej migracji w układzie celuloza – ciecz elektroizolacyjna [2, 15]. Obecnie trwają prace międzynarodowej grupy roboczej CIGRE D1.52 *Moisture measurement in insulating fluids and transformer insulation* mające na celu między innymi poprawę wiarygodności metod pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych.

## 2. Sonda pojemnościowa do pomiaru zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej

Najczęściej wykorzystywaną metodą pomiaru zawartości wody w cieczach elektroizolacyjnych jest miareczkowanie wykorzystujące reakcję Karla Fischera (KFT – Karl Fischer Titration). Jest to metoda znormalizowana [10], którą cechuje duża dokładność pomiaru zawartości wody. Zawartość wody zmierzona za pomocą metody KFT wyrażana jest w ppm wagowo. Do pomiaru zawartości wody wymagane jest pobranie próbki cieczy z badanego urządzenia.

W ostatnich latach duży nacisk kładzie się na monitoring wielkości pozwalających ocenić stan urządzeń, szczególnie transformatorów energetycznych o strategicznym znaczeniu. Dostępne na rynku urządzenia (rys. 1) wyposażone w czujniki pojemnościowe pozwalają na prowadzenie monitoringu zawilgocenia cieczy elektroizolacyjnej, co z pewnością jest ich dużą zaletą.



Rys. 1. Urządzenia wykorzystywane do monitorowania zawilgocenia oraz temperatury cieczy elektroizolacyjnej – trzy urządzenia z prawej strony rysunku mają również możliwość pomiaru wybranych gazów rozpuszczonych w cieczy

Na rysunku 2 przedstawiono przykład monitoringu zawilgocenia oleju mineralnego w autotransformatorze o mocy 160 MVA.

Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż nieprawidłowa eksploatacja sond pojemnościowych może prowadzić do stawiania błędnych diagnoz co do stanu urządzenia.

Omawiane sondy, oprócz czujników pojemnościowych, wyposażone są również w czujniki temperatury. Za pomocą czujnika pojemnościowego wyznaczane jest względne nasycenie ( $RS$ ) badanej cieczy wodą, które można wyrazić za pomocą wzoru

$$RS = \frac{WCL}{S} \cdot 100, \quad (1)$$

gdzie  $WCL$  oznacza zawartość wody w cieczy wyrażoną w ppm wagowo, natomiast  $S$  oznacza graniczne nasycenie cieczy wodą, które również wyrażone jest w ppm wagowo.



Rys. 2. Przykład instalacji systemu monitoringu zawartości wody oraz gazów w oleju na autotransformatorze 160 MVA

Graniczne nasycenie cieczy wodą należy rozumieć jako maksymalną ilość wody jaka może się w niej rozpuścić w danej temperaturze. Przekroczenie granicznego nasycenia cieczy wodą skutkuje pojawieniem się wody wydzielonej. Graniczne nasycenie wodą danej cieczy zależy nie tylko od temperatury, ale także od wielu innych czynników takich jak:

- rodzaj cieczy – estry syntetyczne ( $S=1758$  ppm dla  $20^{\circ}\text{C}$ ), naturalne ( $S=858$  ppm dla  $20^{\circ}\text{C}$ ) oraz oleje silikonowe ( $S=169$  ppm dla  $20^{\circ}\text{C}$ ) mają znacznie większą rozpuszczalność wody niż oleje mineralne ( $S=47$  ppm dla  $20^{\circ}\text{C}$ ),
- skład cieczy – np. wraz ze wzrostem zawartości frakcji aromatycznej w oleju mineralnym rośnie rozpuszczalność wody,
- stopień zesterzenia – ciecze zesterzone charakteryzujące się podwyższoną liczbą kwasową posiadają polarne produkty starzenia, które wpływają na wzrost rozpuszczalności wody.

Za pomocą czujnika pojemnościowego mierzone jest pośrednio względne nasycenie cieczy wodą, które jest wprost proporcjonalne do pojemności czujnika, który stanowi główny element sondy pojemnościowej. Budowę czujnika przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Czujnik pojemnościowy; a) schemat budowy, b) zdjęcie czujnika [13]

Czujnik pojemnościowy składa się z dwóch elektrod, pomiędzy którymi umieszczony jest cienki, higroskopijny polimer. Elektrody są wykonane w sposób umożliwiający kontakt polimeru z badaną cieczą izolacyjną. Obecne w cieczy izolacyjnej cząsteczki wody penetrują do higroskopijnego polimeru, w ilości zależnej od wilgotności względnej środowiska, w którym zanurzony jest czujnik. Wzrost zawartości wody w polimerze powoduje wzrost jego przenikalności elektrycznej, co z kolei wiąże się ze wzrostem pojemności elektrycznej czujnika [13].

Opisana powyżej zasada działania czujnika umożliwia poprawny pomiar względnego nasycenia wodą różnych cieczy elektroizolacyjnych. Problem pojawia się w sytuacji, gdy potrzebna jest wiedza na temat zawartości wody wyrażonej w ppm wagowo, co wymuszają, nie koniecznie zasadnie, normy i instrukcje eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych [9, 16]. Istnieje możliwość obliczenia stężenia wody  $WCL$  w cieczy w ppm wagowo na podstawie wzoru (1). Aby to zrobić niezbędne jest obliczenie granicznego nasycenia cieczy wodą na podstawie wzoru Arrheniusa

$$\log S(T) = A - \frac{B}{T}, \quad (2)$$

gdzie  $A$  i  $B$  to współczynniki charakterystyczne dla danej cieczy izolacyjnej, natomiast  $T$  oznacza temperaturę wyrażoną w K.

Obliczenie granicznego nasycenia cieczy wodą jest możliwe w sytuacji, gdy znane są współczynniki  $A$  i  $B$ . Niestety współczynniki te są zależne od szeregu, wyżej wymienionych czynników, wpływających na rozpuszczalność wody w cieczy elektroizolacyjnej. Montowane w urządzeniach sondy pojemnościowe mają wbudowany algorytm pozwalający na obliczenie zawartości wody w cieczy elektroizolacyjnej w ppm wagowo, jednak do obliczeń wykorzystują najczęściej współczynniki  $A$  i  $B$ , które zostały wyznaczone dla danego, nowego oleju mineralnego. *Pomiar zawartości wody w ppm wagowo za pomocą sondy pojemnościowej, w cieczach o innej rozpuszczalności wody niż nowy olej mineralny, może być znacząco zaniżony. Z tego też względu, przy obliczaniu zawartości wody w ppm wagowo na podstawie zmierzonego sondą pojemnościową względnego nasycenia cieczy wodą niezbędne jest wyznaczenie współczynników  $A$  i  $B$  dla cieczy pobranej z badanego urządzenia.*

### 3. Metoda wyznaczania współczynników $A$ i $B$

#### 3.1. Opis metody

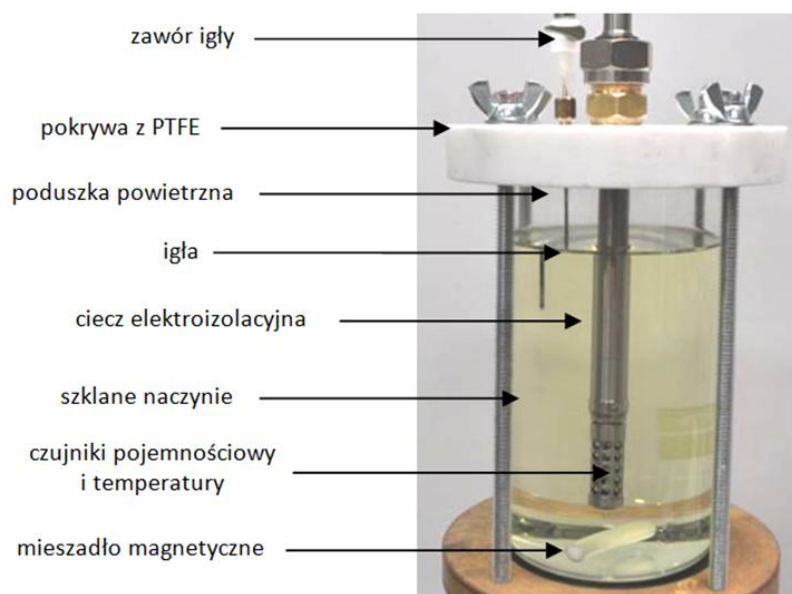
W ramach grupy roboczej CIGRE D1.52 (*CIGRE – Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) trwają prace, które mają na celu zaproponowanie metod pozwalających na wiarygodne wyznaczenie współczynników  $A$  i  $B$  opisujących graniczne nasycenie cieczy elektroizolacyjnych wodą. Poniżej opisana została jedna z proponowanych do zamieszczenia w broszurze CIGRE metod. Proponowana metoda powstała między innymi na bazie doświadczeń autorów prac [3, 6, 13, 18].

Metoda ta opiera się na kondycjonowaniu cieczy elektroizolacyjnej w szczelnie zamkniętym naczyniu dla trzech różnych wartości temperatury. Po uzyskaniu stanu równowagi zawilgocenia, dla każdego poziomu temperatury, mierzone są następujące parametry oleju: zawartość wody, względne nasycenie cieczy wodą oraz temperatura. Na podstawie tak uzyskanych danych wyznaczone są współczynniki  $A$  i  $B$ .

#### 3.2. Układ pomiarowy

W skład układu pomiarowego (rys. 4) wchodzi szklane naczynie o objętości około jednego litra wypełnione cieczą elektroizolacyjną. Naczynie powinno być szczelnie zamknięte za pomocą pokrywy wykonanej z politetrafluoroetyleny (PTFE). Zamiast szkła

i PTFE do budowy układu mogą być wykorzystane inne materiały, które charakteryzują się małą higroskopijnością i nie wchodzi w reakcję chemiczną z badaną cieczą.



Rys. 4. Układ pomiarowy służący do wyznaczania współczynników A i B [14]

W pokrywie przygotowane są dwa otwory. Pierwszy z nich umożliwia montaż sondy z czujnikami pojemnościowym i temperatury. Natomiast drugi otwór służy do montażu igły z zaworem. Za pomocą igły pobierana jest próbka cieczy do pomiaru zawartości wody za pomocą metody Karla Fischera. Podczas kondycjonowania badana ciecz jest mieszana za pomocą mieszadła magnetycznego. Czujniki pojemnościowy i temperatury umieszczone są bezpośrednio nad mieszadłem magnetycznym.

### 3.3. Procedura pomiarowa

Kondycjonowanie oleju przeprowadza się dla trzech poziomów temperatury wybranych z zakresu od 20 do 60°C, przy czym różnica pomiędzy kolejnymi poziomami temperatury powinna wynosić co najmniej 10°C. Natomiast względne nasycenie cieczy wodą, w wyżej wskazanym zakresie temperatury, powinno mieścić się w zakresie od 15% (dla wysokiej wartości temperatury cieczy) do 75% (dla niskiej wartości temperatury cieczy). Z tego względu konieczne jest wstępne zawilgocenie cieczy do poziomu około 70% wilgotności względnej przy temperaturze 20°C. Kondycjonowanie naczynia z olejem powinno odbywać się w komorze klimatycznej, której zadaniem jest wymuszenie odpowiedniej temperatury cieczy. Ponadto wskazane jest aby, po ustaleniu się zadanej wartości temperatury oleju, ustawić wartość wilgotności względnej powietrza w komorze na tym samym poziomie, co względne nasycenie badanej cieczy wodą. W ten sposób zapobiegnie się migracji wody w sytuacji wystąpienia nieszczelności w układzie pomiarowym. Po ustaleniu się temperatury należy również, na bardzo krótki czas, otworzyć zawór igły w celu wyrównania ciśnienia powietrza w naczyniu do ciśnienia atmosferycznego.

Czas kondycjonowania cieczy, dla każdego poziomu temperatury, powinien być na tyle długi, aby układ osiągnął stan równowagi zawilgocenia i temperatury.

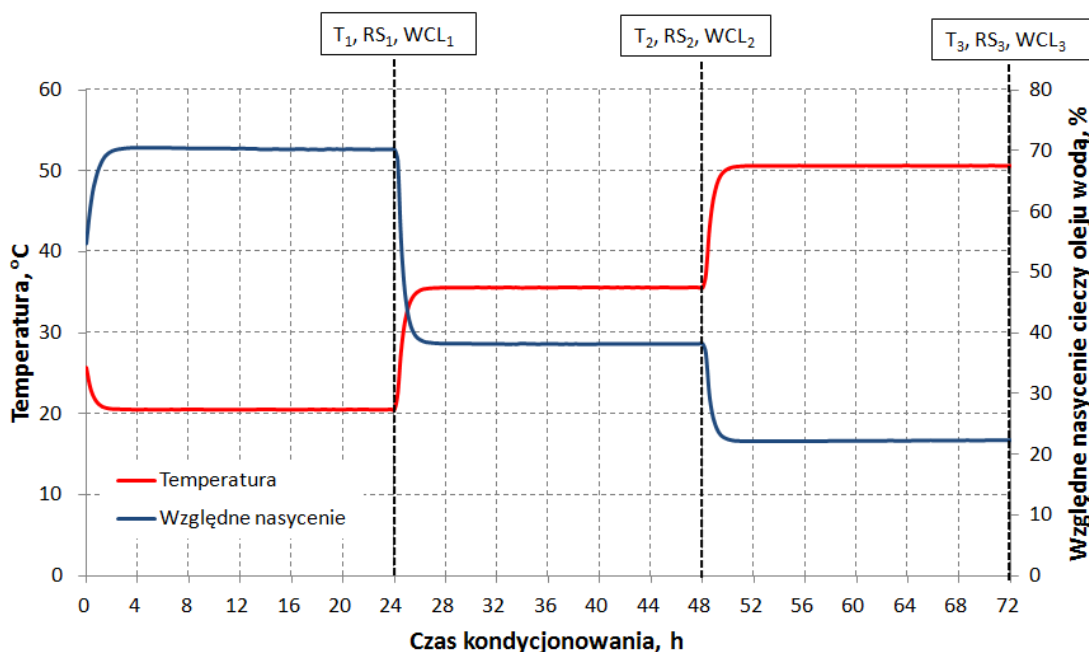
Dla każdego poziomu  $n$  temperatury, po osiągnięciu stanu równowagi, wartość względnego nasycenia wodą  $RS_n$  i temperatury  $T_n$  badanej cieczy powinna być zapisana. Ponadto, należy pobrać próbkę cieczy i zmierzyć zawartość wody  $WCL_n$  metodą Karla Fischera.

Wykorzystując wyznaczone zestawy danych ( $RS_n$ ,  $T_n$ ,  $WCL_n$ ) oraz wzór (3) powstały z przekształcenia wzoru (1) oraz (2) możliwe jest wyznaczenie współczynników A i B.

$$\log\left(\frac{WCL_n}{RS_n} \cdot 100\right) = A - \frac{B}{T_n} \quad (3)$$

### 3.4. Wyniki badań – przykład zastosowania metody

Na rysunku 5 przedstawiono zastosowanie powyżej opisanej procedury do wyznaczania współczynników A i B dla nowego oleju mineralnego. Czas kondycjonowania w tym przypadku wyniósł 24 h dla każdego poziomu temperatury.



Rys. 5. Procedura wyznaczania współczynników A i B; wyniki uzyskane dla nowego oleju mineralnego:  $T_1=20,47^\circ\text{C}$ ,  $RS_1=70,21\%$ ,  $WCL_1=33,6$  ppm;  $T_2=35,54^\circ\text{C}$ ,  $RS_2=38,17\%$ ,  $WCL_2=34,2$  ppm;  $T_3=50,59^\circ\text{C}$ ,  $RS_3=22,25\%$ ,  $WCL_3=35,4$  ppm

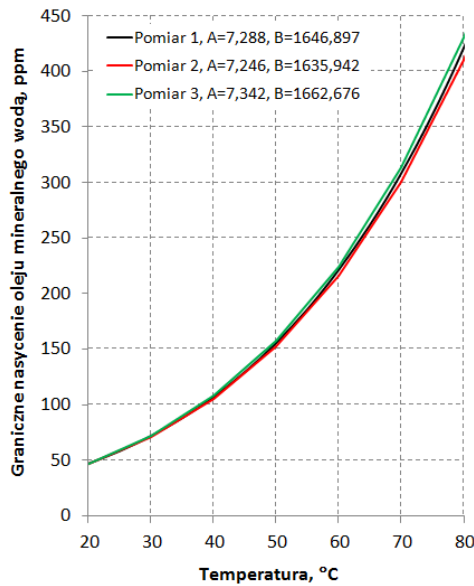
Na podstawie wyników badań przedstawionych na rysunku 5 oraz wykorzystując wzór (3) wyznaczono współczynniki  $A=7,288$  i  $B=1646,897$  dla nowego oleju mineralnego. Badanie to powtórzono dwukrotnie, a otrzymane wyniki zestawiono w tabelicy 1 oraz na rysunku 6.

Tabela 1. Porównanie współczynników A i B oraz obliczonego na ich podstawie granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą – S

Temperatura [ $^\circ\text{C}$ ]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Pomiar 1 – $A=7,288, B=1646,897$ $S \pm U(S)$ [ppm]	18±2	30±3	47±4	72±7	107±10	155±15	221±21	308±30	421±42	566±57	749±76
Pomiar 2 – $A=7,246, B=1635,942$ $S \pm U(S)$ [ppm]	18±2	29±3	46±4	71±7	105±10	153±15	216±21	301±30	411±42	551±57	727±76
Pomiar 3 – $A=7,342, B=1662,676$ $S \pm U(S)$ [ppm]	18±2	30±3	47±4	72±7	108±10	157±15	224±22	314±31	430±43	580±58	769±78

$U(S)$  - rozszerzona niepewność pomiarowa

Na podstawie wyników badań przedstawionych w tabelicy 1 oraz na rysunku 6 można stwierdzić dużą powtarzalność wyników uzyskiwanych za pomocą proponowanej metody.

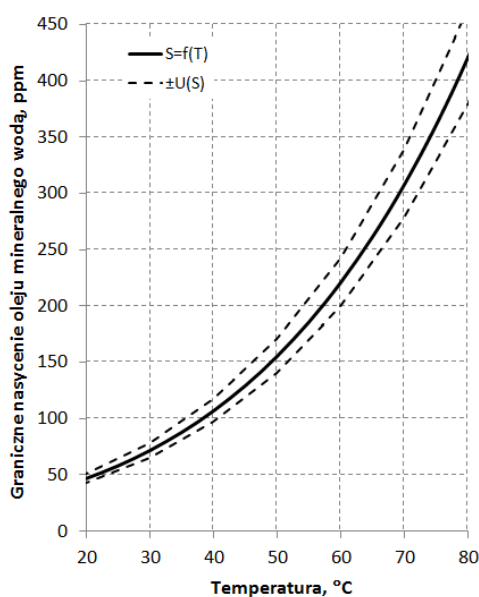


Rys. 6. Porównanie wyników granicznego nasycenia nowego oleju mineralnym wodą w funkcji temperatury

Dla wyników granicznego nasycenia cieczy wodą  $S$  przedstawionych w tabelicy 1 wyznaczono niepewność rozszerzoną  $U(S)$  dla współczynnika rozszerzenia  $k=2$ . Do obliczeń zastosowano wzór

$$U(S_n) = k \cdot u_c(S_n) = k \cdot \sqrt{\left[ \frac{\partial(\frac{WCL_n \cdot 100}{RS_n})}{\partial WCL_n} \cdot u(WCL) \right]^2 + \left[ \frac{\partial(\frac{WCL_n \cdot 100}{RS_n})}{\partial RS_n} \cdot u(RS) \right]^2} \quad (4)$$

Dla wyznaczenia niepewności pomiaru granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą przyjęto niepewność standardową pomiaru zawartości wody metodą KFT równą  $u(WCL)=1,5$  ppm oraz niepewność standardową pomiaru względnego nasycenia oleju wodą równą  $u(RS)=0,5\%$ . Zakres niepewności dla pomiaru 1 granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Zakres niepewności granicznego nasycenia oleju mineralnego wodą;  $S=f(T)$  – wynik granicznego nasycenia oleju wodą uzyskany dla pomiaru 1 (tabela 1),  $U(S)$  – rozszerzona niepewność pomiarowa

Należy zwrócić uwagę, że na wiarygodność współczynników pozwalających na opisanie granicznego nasycenia cieczy elektroizolacyjnej wodą w funkcji temperatury duży wpływ ma dokładność pomiaru zawartości wody metodą Karla Fischera. Nawet niewielki błąd pomiaru zawartości wody może spowodować znaczący błąd wyznaczonej rozpuszczalności wody, szczególnie w zakresie wysokich wartości temperatury.

#### **4. Podsumowanie**

W artykule zaproponowana została metoda wyznaczania współczynników pozwalających na opisanie rozpuszczalności wody w cieczy elektroizolacyjnej w funkcji temperatury. Znajomość rozpuszczalności wody w funkcji temperatury jest potrzebna w sytuacji konieczności przeliczenia zmierzonego za pomocą czujnika pojemnościowego względnego nasycenia wodą badanej cieczy na zawartość wody wyrażoną w ppm wagowo.

W artykule przedstawiono procedurę wyznaczania współczynników na przykładzie nowego oleju mineralnego. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że wyznaczone wartości współczynników są poprawne jedynie dla zbadanego w ramach pracy oleju mineralnego. Zastosowanie ich do innych cieczy elektroizolacyjnych, a szczególnie dla olejów mineralnych zestarzonych, silikonowych oraz estrów spowoduje znaczące zaniżenie wyników zawartości wody w ppm wagowo.

Przeprowadzone do tej pory badania pozwalają na stwierdzenie, że przedstawiona metoda wyznaczania współczynników pozwalających na opisanie rozpuszczalności wody w funkcji temperatury może być stosowana dla różnych cieczy elektroizolacyjnych, takich jak: oleje mineralne, silikonowe, estry syntetyczne i naturalne. Stwierdzono dużą powtarzalność wyników uzyskiwanych za pomocą wyżej opisanej metody.

#### **Podziękowania:**

Praca sfinansowana ze środków przekazanych przez MNiSzW na działalność statutową nr 04/41/DS-PB/4181, nazwa zadania: „Rozpuszczalność wody w cieczach elektroizolacyjnych – procedura pomiarowa, wyznaczenie współczynników pozwalających na obliczenie rozpuszczalności wody w oleju mineralnym w funkcji temperatury”.

#### **Literatura**

1. Cigré Brochure 323, Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers, 2007.
2. Cigré Brochure 349, Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, 2008.
3. Fofana I., Arakelian V.G., Water in oil-filled high-voltage equipment, Part I: States, Solubility, and Equilibrium in Insulating Materials, IEEE Electrical Insulation Magazine 2007; 23(4): 15-27.
4. Gielniak J., Graczkowski A., Morańda H., Przybyłek P., Walczak K., Nadolny Z., Mościcka-Grzesiak H., Gubański S.M., Feser K., Moisture in cellulose insulation of power transformers: statistics, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 2013; 20(3): 982-987.
5. Gielniak J., Przybyłek P., Rozkład zawilgocenia w rdzeniu izolatora przepustowego o izolacji typu RBP, w materiałach X Konferencji Naukowo-Technicznej Transformatory Energetyczne i Specjalne, 2014; 51-60.



6. Gradnik T., Koncan-Gradnik M., Petric N., Muc N., Experimental evaluation of water content determination in transformer oil by moisture sensor, w materiałach IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL) 2011; 1-4.
7. Łopatkiewicz R., Nadolny Z., Przybyłek P., The influence of water content on thermal conductivity of paper used as transformer windings insulation, w materiałach 10<sup>th</sup> IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM) 2012; 1-4.
8. Oommen T.V., Lindgren S.R., Bubble evolution from transformer overload, w materiałach Transmission and Distribution Conference and Exposition 2001; 137-142.
9. IEC 60422, Mineralne oleje izolacyjne w urządzeniach elektrycznych – Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji, 2006.
10. IEC 60814, Insulating liquids - Oil-impregnated paper and pressboard - Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration, 2002.
11. Przybyłek P., Badania temperatury inicjacji efektu bąbelkowania w izolacji papier-olej, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) 2010; 86(11B): 166-169.
12. Przybyłek P., Mościcka-Grzesiak H., The influence of water content and ageing degree of paper insulation on its mechanical strength, w materiałach 10<sup>th</sup> IEEE International Conference on the Solid Dielectrics (ICSD) 2010; 1-3.
13. Przybyłek P., Rozpuszczalność wody w cieczach izolacyjnych w aspekcie badania ich zawilgocenia przy użyciu sondy pojemnościowej, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) 2012; 88(11A): 347-350.
14. Przybyłek P., Siodła S., Determination of water solubility coefficients – text proposal for the Brochure, materiał niepublikowany opracowany na potrzeby grupy roboczej CIGRE D1.52, Helsinki 2015.
15. Przybyłek P., The influence of temperature and cellulose polymerization degree on water distribution in oil-paper insulation, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 2013; 20 (2): 552-556.
16. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, ZPBE Energopomiar, Gliwice, 2012.
17. Shroff D.H., Stannett A.W., A review of paper aging in power transformers, w IEE Proceedings C. Generation, Transmission and Distribution 1985; 132(6): 312-319.
18. Vaisala HUMICAP Moisture and Temperature Transmitter Series HMT330 – User's Guide, 2008.
19. Ziomek W., Kuffel E., Sikorski W., Staniek P., Siodła K., Location and recognition of partial discharge sources in a power transformer using advanced acoustic emission method, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) 2008; 10/2008(84): 20-23.

20. Żukowski P., Kołtunowicz T.N., Kierczyński K., Subocz J. Szrot M., Gutten M., Sebok M., Jurcik J., An analysis of AC conductivity in moist oil-impregnated insulation pressboard, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 2015; 22(4): 2156-2164.
21. Żukowski P., Kołtunowicz T.N., Kierczyński K., Subocz J. Szrot M., Formation of water nanodrops in cellulose impregnated with insulating oil, Cellulose 2015, 22(1): 861-866.