

Wykorzystanie związków furanu do oceny zestarzenia izolacji celulozowej transformatorów

Streszczenie. W artykule przedstawiono wpływ różnych czynników na formowanie, obecność i stabilność związków furanu, będących produktami degradacji izolacji celulozowej. Wskazano powiązania między stężeniami pochodnych furanu (głównie 2FAL), a stopniem polimeryzacji izolacji celulozowej. Przedstawiono wyniki wykonanych przez autora obliczeń statystycznych, które znajdują się aktualnie w obszarze zainteresowań grupy roboczej CIGRE WG D1.01 (TF 13).

Abstract. The paper shows the effect of various factors on the formation, the presence and the stability of the furan compounds which are the products of the degradation of cellulose insulation. The relationship between the concentrations of furan derivatives (mainly 2FAL) with a degree of polymerization of the cellulose insulation was pointed. The results of the author's statistical calculations that are currently of interest to the working group CIGRE WG D1.01 (TF 13) are presented. (Use of furan compounds to assess the ageing of cellulose insulation in power transformers).

Słowa kluczowe: transformator energetyczny, diagnostyka, izolacja celulozowa, pochodne furanu.

Keywords: power transformer, diagnostics, cellulose insulation, furan derivatives.

Wstęp

Z technicznego punktu widzenia transformator energetyczny o izolacji papierowo-olejowej może być eksploatowany tak długo, jak długo pozwala na to jego izolacja stała wykonana z materiałów celulozowych.

W ciągu całego okresu eksploatacji transformatora izolacja celulozowa podlega mniej lub bardziej intensywnym procesom skutkującym zmniejszaniem się jej wytrzymałości mechanicznej na rozciąganie, skręcanie i zginanie. Izolacja celulozowa staje się krucha. Pod wpływem występujących więc wewnątrz kadzi wibracji oraz oddziaływań mechanicznych spowodowanych przez zdarzenia zewnętrzne występujące w systemie elektroenergetycznym, może dojść do zniszczenia jej ciągłości i w efekcie poważnej awarii transformatora.

Udowodnione jest, że zmniejszanie się wytrzymałości mechanicznej izolacji papierowej bezpośrednio wiąże się z długością łańcuchów celulozy, czyli jej stopniem polimeryzacji oznaczanym skrótem DP (od angielskiego wyrażenia Degree of Polimerization). Wartość stopnia polimeryzacji kwalifikująca transformator do wycofania z eksploatacji określana jest na poziomie 200. Jest to wartość kompromisowa wynikająca z przyjmowania przez różnych badaczy za wartość "końca życia" izolacji DP z przedziału 100 - 250 [1].

Określenie zatem długości łańcuchów celulozy jest bezpośrednio i najlepszą metodą wnioskowania o stopniu zestarzenia izolacji. Warunkiem zastosowania tej metody jest jednak pozyskanie z wnętrza transformatora - najlepiej z miejsca, w którym panuje najwyższa temperatura, tzw. punktu gorącego - próbki izolacji (o masie 1 g wg [2] lub 3 g wg [3], co odpowiada wycinkowi papieru o powierzchni kilkuset cm²). Wymóg ten skutecznie ogranicza więc jej praktyczne wykorzystanie i zmusza do poszukiwania innych rozwiązań w postaci tak zwanych metod pośrednich, które nie wymagają bezpośredniego dostępu do izolacji.

Ponieważ procesom starzeniowym zachodzącym w izolacji papierowej, związanym z rozrywaniem i skracaniem długości łańcuchów celulozy, towarzyszy powstawanie między innymi takich produktów, jak woda, tlenek i dwutlenek węgla, alkohole (etanol i metanol) oraz związki furanu, mogą one zostać wykorzystane do szacowania stopnia jej zużycia, tym bardziej że wszystkie są rozpuszczalne w oleju, którego pobranie z pracującego transformatora nie nastręcza większych problemów. Z wymienionych substancji jedynie alkohole i związki furanu

są wyłącznie efektem rozkładu izolacji papierowej zatem wydają się być najlepszym wskaźnikiem zachodzących w niej zmian starzeniowych.

W warunkach krajowych do celów diagnostycznych, wymienionych substancji, tylko pochodne furanu. Ich skuteczne zastosowanie wymaga, na co wskazują postulaty i działania grupy roboczej CIGRE WG D1.01 (TF 13), wyznaczenia odpowiednich wartości kryterialnych. Doświadczenia wskazują, że wartości te nie mają charakteru uniwersalnego i powinny być określone dla zdefiniowanych populacji transformatorów. Pierwszym przybliżeniem, przy definiowaniu takich populacji, może być kryterium kraju, na obszarze którego są one eksploatowane. Autor zgromadził znaczącą statystycznie liczbę pomiarów i wyznaczył na tej podstawie typowe obserwowane poziomy stężeń związków furanu. Wyznaczenie kilku takich poziomów pozwala na stopniowanie sygnałów o poziomie degradacji izolacji celulozowej.

Procesy degradacji izolacji celulozowej i generacja pochodnych furanu

Wyróżnia się trzy mechanizmy starzenia izolacji celulozowej: pirolizę, hydrolizę i utlenianie. Piroliza zachodzi w temperaturze przekraczającej 100 °C, zaś hydroliza i piroliza w każdej. Mechanizmy te mogą oddziaływać na izolację jednocześnie. Za główny mechanizm degradacji izolacji papierowej uznaje się hydrolizę [4].

Podstawowymi katalizatorami procesów starzeniowych zachodzących w transformatorze są ciepło, woda oraz tlen. Wpływ tych czynników na dynamikę procesów starzeniowych może być w uproszczeniu podsumowany zestawem następujących stwierdzeń:

- w zakresie temperatur 80 °C - 140 °C czas życia izolacji celulozowej skraca się o połowę przy wzroście temperatury o 6 °C,
- szybkość reakcji hydrolizy przyspiesza dwukrotnie przy wzroście temperatury o 6 °C - 7 °C,
- szybkość reakcji utleniania przyspiesza dwukrotnie przy wzroście temperatury o 8 °C - 9 °C,
- przy zawilgoceniu izolacji papierowej wynoszącej 4 % szybkość jej degradacji jest 20 razy większa niż przy zawilgoceniu wynoszącym 0,5 % (wartość charakterystyczna dla nowego transformatora).

- eksperymenty pokazują, że szybkość starzenia izolacji zaimpregnowanej olejem w obecności powietrza jest od 2 do 3 razy większa niż gdy proces starzenia przebiega w próżni,
- w transformatorach oddychających szybkość starzenia jest 5 razy większa niż w transformatorach o zawartości tlenu w oleju poniżej 2000 ppm. Gdyby stężenie tlenu zostało obniżone do 300 ppm różnica w szybkości starzenia byłaby już 16-krotna.

Jednymi z istotnych produktów degradacji izolacji celulozowej są związki furanu. Wśród nich wyróżnia się: 2-furfural (2FAL), 5-hydroksymetylo-2-furfural (5HMF), alkohol 2-furfurylowy (2FOL), 5-metylo-2-furfural (5MEF), oraz 2-acetylofuran (2ACF).

Podstawowe znaczenie diagnostyczne ma 2FAL kojarzony zarówno z normalnym starzeniem, jak i defektami natury cieplnej. W przypadku pozostałych związków za przyczynę ich obecności przyjmuje się odpowiednio dla: 5HMF - utlenianie, 2FOL - wysoki poziom zawilgocenia, 5MEF - wysoką temperaturę. Najrzadziej wykrywanym związkiem furanu jest 2ACF i jak do tej pory przyczyny jego obecności nie zostały zidentyfikowane [5].

Wspomniane powyżej podstawowe znaczenie diagnostyczne 2FAL wynika z przedstawionych dalej rozważań na temat stabilności pochodnych furanu oraz praktyki ich wykrywania w próbkach oleju. W przypadku, gdy stwierdza się obecność pochodnych furanu, to doświadczenie wskazuje, że zawsze wśród nich jest 2FAL - zostanie to pokazane również na przykładzie analiz autorskich.

W [6], na podstawie badań laboratoryjnych, rozważany jest wzajemny wpływ ciepła, wilgoci i tlenu na dynamikę generowania związków furanu. Wzajemne oddziaływanie ciepła i wilgoci oraz ciepła i tlenu wykazuje efekt synergii. Oddziaływanie w temperaturze < 120 °C tlenu i wilgoci (wymagany jest jej niski poziom) może wykazywać efekt antagonistyczny i hamować degradację izolacji celulozowej. Tłumaczy się to większym powinowactwem tlenu do wolnej wody niż celulozy, co powoduje, że tlen pełni we wskazanym zakresie temperatur rolę inhibitora spowalniającego reakcję hydrolizy.

Osobną i istotną kwestią są materiały izolacyjne zastosowane w transformatorze. Stwierdza się, że zawartość 2-furfuralu w oleju inhibitowanym jest znacząco niższa (kilka razy) niż przy tym samym stopniu polimeryzacji papieru w przypadku oleju nieinhibitowanego. Podobnie, w przypadku izolacji ulepszonej termicznie notuje się mniejsze stężenie pochodnych furanu w oleju niż w przypadku zwykłej izolacji [5].

Problem stabilności pochodnych furanu i podziału między fazę stałą i ciekłą izolacji

Rozpoznanie stabilności w czasie stężeń pochodnych furanu pozostaje nadal istotnym problemem. Wg [7] w zakresie temperatur do 140 °C stężenia tych związków, poza 2FOL, pozostają stabilne przez długi czas. W zestawionych w [5] doniesieniach na temat badań tego zagadnienia można spotkać się ze sprzecznymi opiniami. Wskazuje się na duży wpływ tlenu na stabilność pochodnych furanu, a nawet twierdzi się, że poza 2FAL wszystkie inne są formami przejściowymi.

Pochodne furanu powstałe na skutek degradacji izolacji papierowej częściowo pozostają w tej izolacji a częściowo ulegają rozpuczczeniu w oleju. Stała podziału (stężenia pochodnych furanu w oleju odniesione do stężenia pochodnych furanu w papierze) dla poszczególnych pochodnych furanu jest różna i zależy od temperatury, nasycenia wodą oleju, kwasowości oleju, typu papieru.

Uwzględniając zmienność i zależność stałej podziału od wielu czynników uzasadnione jest oczekiwanie migracji pochodnych furanu pomiędzy izolacją celulozową i olejem. Zjawisko to może zatem z jednej strony w pewnym stopniu zaburzać interpretację wyników badań, z drugiej zaś może pozwalać po procesie obróbki lub wymiany oleju odbudować w nim stężenia tych związków do poziomu zbliżonego do tego, który istniał przed podjętymi zabiegami. Proces ten jest jednak długotrwały (miesiące) a efekt końcowy może zależeć od bliżej nierozpoznanych czynników [5].

Niezależnie od wskazywanych kontrowersji dotyczących odbudowy stężeń związków furanu po wymianie oleju lub obróbce poprawiającej jego właściwości, warto mieć na uwadze, że w Raporcie Technicznym IEC TR 62874:2015 [8] zaleca się przez okres 6 miesięcy od wykonania wymienionych zabiegów, nie przypisywać wzrostu stężenia pochodnych furanu w oleju procesom starzeniowym tylko ustalaniu się nowego poziomu równowagi między ich zawartością w oleju i papierze.

Związek pomierzonych stężeń pochodnych furanu ze stopniem polimeryzacji izolacji celulozowej

W literaturze światowej można znaleźć szereg funkcji wiążących stężenia pochodnych furanu (rzadko) lub stężenia tylko 2FAL (przeważnie) ze stopniem polimeryzacji celulozy. Dostyc obszerne ich zestawienie zawiera między innymi [9] oraz [10]. Związki te, opracowane na podstawie badań laboratoryjnych oraz analiz rzeczywistych przypadków transformatorów, uwzględniają typ zastosowanej izolacji celulozowej (zwykła, ulepszona termicznie), oraz różny stopień równomierności zachodzenia procesów starzeniowych w całej objętości izolacji. Przykładowe zależności przedstawiają kolejno równania: (1) - dla transformatorów "oddychających" z izolacją celulozową nie ulepszoną termicznie, stężenie 2FAL podane w ppm [11, 12], (2) - dla transformatorów z izolacją ulepszoną termicznie, sumaryczne stężenie wszystkich pochodnych furanów podane w ppb [13], (3) - przy założeniu, że izolacja papierowa nie starzeje się w sposób jednorodny (20% izolacji degraduje się 2 razy szybciej niż pozostała część), stężenie 2FAL podane w ppm [14].

$$(1) \quad DP = \frac{1,51 - \log(2FAL)}{0,0035}$$

$$(2) \quad DP = \frac{4,0355 - \log(Furany)}{0,002908}$$

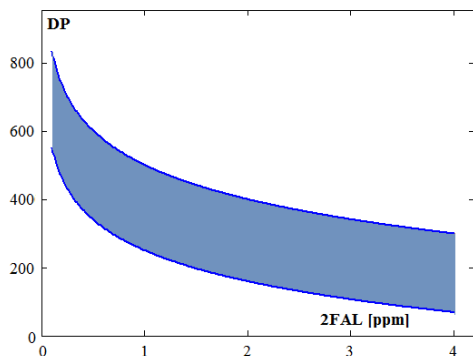
$$(3) \quad DP = \frac{800}{0,186 \cdot 2FAL + 1}$$

W warunkach krajowych proponuje się w [4] dla określonej wartości stężenia 2FAL podawanego w ppm wyznaczać nie pojedynczą wartość spodziewanego stopnia polimeryzacji, ale raczej przedział, w którym może się on znajdować:

$$(4) \quad DP = \begin{cases} 500 - 333 \cdot \log(2FAL) \\ 375 - 316 \cdot \log(2FAL) \\ 250 - 300 \cdot \log(2FAL) \end{cases}$$

Wyznaczone na podstawie równania (4) wartości stopnia polimeryzacji są, patrząc na kolejność podanych zależności od góry, odpowiednio wartościami maksymalną, średnią i minimalną. Uzyskana w ten sposób, swego rodzaju charakterystyka pasmowa związku zachodzącego

między stężeniami 2FAL a stopniem polimeryzacji celulozy, przedstawiona została na rysunku 1.



Rys.1. Zależność stopnia polimeryzacji izolacji celulozowej od mierzonych stężeń 2FAL do stosowania w warunkach krajowych (wykres sporządzono na podstawie wytycznych zawartych w [4])

Typowe stężenia 2FAL

W ramach działań grupy roboczej CIGRE WG D1.01 (TF 13) [5] podejmowane są próby wyznaczenia typowych poziomów stężenia związków furanu podobnych do tych, jakie są powszechnie stosowane w przypadku gazów rozpuszczonych w oleju. Dotychczas, na podstawie zgromadzonych danych, wyznaczono 90%, 95% i 98% typowe stężenia dla 2FAL. Wartości te określono dla całej populacji pomiarów nie różnicując ich ze względu na żadne kryterium (np.: dane znamionowe - relacja masy izolacji papierowej do oleju, pełniona funkcja w systemie - inne poziomy obciążenia transformatorów blokowych oraz dystrybucyjnych), które może mieć wpływ na uzyskane wartości pomiarowe. Uzyskane wyniki za [5] przedstawione zostały w tabeli 1.

Tabela 1. Typowe poziomy stężenie koncentracji 2FAL w ppm wg [5].

Percentyl [%]	Poziomy stężenia [ppm]
90	0,84
95	1,66
98	3,08

Typowe stężenia 2FAL uwzględniające przynależność zgromadzonych danych do szeregu populacji, których kryterium był typ transformatora, okres eksploatacji i rodzaj zastosowanego oleju spróbowano wyznaczyć i przedstawić w [8]. W wielu jednak przypadkach ze względu na małe liczności próbek nie uzyskano żadnych istotnych statystycznie rezultatów. Ilustracją uzyskanych wyników są wartości typowe wyznaczone dla transformatorów blokowych napełnionych olejem inhibitowanym i nieinhibitowanym zestawione w tabeli 2.

Tabela 2. Typowe poziomy stężenie koncentracji 2FAL w ppm wg [8] dla transformatorów blokowych o różnym czasie eksploatacji.

Percentyl [%]	< 1 roku		1 - 10 lat		10 - 30 lat		> 30 lat	
	A	B	A	B	A	B	A	B
90	<0,05	x	0,3	0,10	2,0	0,80	3,0	x
98	<0,05	x	1,0	0,15	4,0	1,50	6,0	x

A - olej nieinhibitowany, B - olej inhibitowany; x - obliczenia nie były przeprowadzone ze względu na zbyt małą licznosc próbki

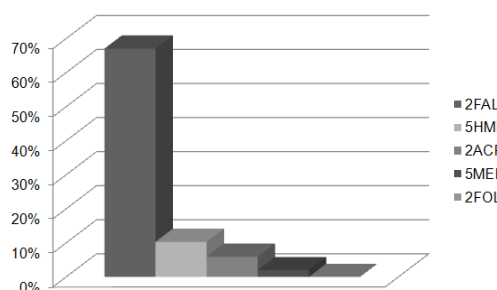
Wyznaczenie kilku poziomów wartości typowych może być wykorzystane do stopniowania oceny zaawansowania degradacji izolacji. W [8] proponuje się wprowadzić następujące rozróżnienie:

- dla stężeń 2FAL o wartości mniejszej niż 90 percentyl stopień cieplnej degradacji izolacji jest niski,

- dla stężeń 2FAL o wartości większej niż 90 i mniejszej niż 98 percentyl stopień cieplnej degradacji izolacji jest normalny,
- dla stężeń 2FAL o wartości większej niż 98 percentyl stopień cieplnej degradacji izolacji jest wysoki.

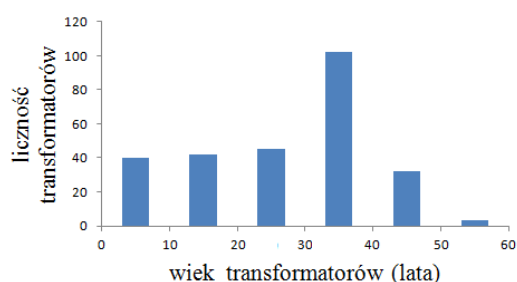
Autor zgromadził ponad 270 wyników pomiarów stężeń związków furanu, które zostały wyznaczone podczas badania próbek oleju pochodzących z transformatorów eksploatowanych w kraju. Jest to oczywiście niewielka liczność w stosunku do tej, którą dysponowała grupa CIGRE WG D1.01, jednakże bardziej spójna i pozwalająca już na przeprowadzenie stosownych oszacowań statystycznych [15].

Wśród wszystkich zgromadzonych zestawów pomiarowych stężenia 2FAL znaleziono w około 70% zestawów, pozostałe pochodne furanu (5HMF, 2ACF oraz 5MEF) znajdowano w nie więcej niż 10% zestawów, a stężenia 2FOL nie udało się pomierzyć w żadnym z zestawów - przedstawia to rysunek 2. Biorąc ten fakt pod uwagę zdecydowano się na wyznaczenie wartości typowych tylko dla 2FAL, co jest zgodne z ogólnie przyjętą praktyką.

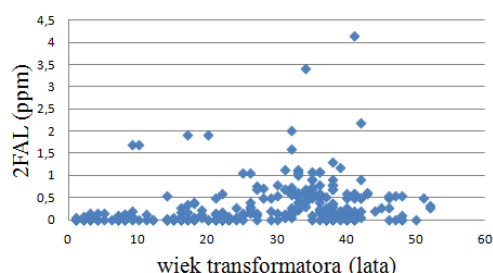


Rys.2. Udział procentowy poszczególnych pochodnych furanu w analizowanych próbkach oleju

Licznosc transformatorów uwzględniająca ich okres eksploatacji (0..10 lat, 10..20 lat, itd.) w momencie pobierania próbek oleju do badania i pomierzone stężenia 2-furfuralu przedstawiono odpowiednio na rysunku 3 i 4.



Rys.3. Licznosci transformatorów ze względu na czas eksploatacji, z których pochodziły próbki oleju poddane analizie



Rys.4. Pomierzone w próbkach oleju stężenia 2FAL w funkcji czasu eksploatacji transformatorów, z których zostały pozyskane

Uzyskane wyniki obliczeń statystycznych stężeń 2FAL w postaci percentyli rzędu 90, 95 i 98 zestawiono w tabeli 3. Uzupełnione one zostały o odpowiadający im spodziewany stopień polimeryzacji izolacji celulozowej wyznaczony na podstawie zależności (4) stosowanej dla transformatorów krajowych, co pozwala na łatwiejszą ocenę jej stopnia zdegradowania.

Tabela 3. Typowe poziomy stężeń koncentracji 2FAL i oczekiwane poziomy DP izolacji celulozowej.

Percentyl [%]	Stężenie 2FAL [ppm]	Spodziewane DP
90	1,07	241 - 490 (śred. 366)
95	1,11	236 - 485 (śred. 361)
98	1,93	164 - 405 (śred. 285)

Wyniki przedstawione w tabeli 3 należy rozumieć w ten sposób, że w 90% przypadków stwierdzono stężenie 2FAL nie większe niż 1,07 ppm więc należy spodziewać się, że poziom DP izolacji celulozowej nie jest w tym przypadku mniejszy niż 241 - 490 (średnio 366).

Porównując otrzymane wyniki z podanymi w [4], które również dotyczą transformatorów eksploatowanych w kraju, należy stwierdzić bardzo dobrą zgodność. Wg przywołanej publikacji typowy 90% poziom stężenia 2FAL w oleju krajowych transformatorów wynosi 1 ppm. Wartości innych percentyli nie zostały podane, co uniemożliwia dalsze porównania.

Podsumowanie

Pomiar i analiza stężeń pochodnych furanu - jednego z produktów degradacji izolacji celulozowej - są aktualnie powszechnie uważane za podstawową metodę służącą do oceny stopnia zesterzenia tej izolacji w transformatorach energetycznych.

Stosunkowo długi czas stosowania tej metody, a co za tym idzie zgromadzenie licznych danych pomiarowych, pozwalają już na opracowanie kryteriów statystycznych wspomagających ocenę zaawansowania procesów starzeniowych izolacji papierowej. Kryteria takie, w postaci wartości stężeń typowych, rozumianych jako percentyle odpowiednich rzędów, są obiektem zainteresowań grupy roboczej CIGRE WG D1.01 (TF 13), a ich efektem są publikacje [5] oraz [8]. Wskazuje się w nich na konieczność wyznaczenia wartości typowych dla wąskich, dobrze zdefiniowanych grup transformatorów - dane wykorzystane w tych publikacjach pochodziły z transformatorów eksploatowanych w sieciach elektroenergetycznych z całego świata.

Autor na podstawie danych pomiarowych pochodzących z transformatorów eksploatowanych w kraju wyznaczył trzy poziomy wartości typowych stężeń 2-furfuralu. Wyznaczenie kilku poziomów wartości typowych może być wykorzystane do stopniowania oceny zaawansowania degradacji izolacji papierowej, a co za tym idzie jest korzystne z punktu widzenia służb odpowiedzialnych za eksploatację transformatorów.

Wrz z gromadzeniem kolejnych danych pomiarowych wskazane będzie powtórzenie obliczeń i podjęcie próby wyznaczenia wartości typowych stężeń 2FAL dla bardziej precyzyjnie zdefiniowanych populacji transformatorów, np. takich, jakie zostały zaproponowane w [8].

Artykuł jest po-konferencyjną wersją referatu zaprezentowanego na XI Konferencji Naukowo-Technicznej Transformatory Energetyczne i Specjalne, która odbyła się w Kazimierzu Dolnym w dniach 5-7.10.2016r. organizowanej przez ZREW Transformatory S.A., Politechnikę Łódzką i Instytut Energetyki.

Autor: dr hab. inż. Tomasz Piotrowski, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, E-mail: tomasz.piotrowski@p.lodz.pl.

LITERATURA

- [1] IEEE Std C57.91-2011, IEEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators (2011)
- [2] CIGRE Brochure 323, Ageing of Cellulose in mineral-Oil Insulated Transformers (2007)
- [3] PN-EN 60450 :2005 Pomiary średniego lepkościowego stopnia polimeryzacji nowych i starzonych elektroizolacyjnych materiałów celulozowych (2005)
- [4] Kazimierski M., Olech W., Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów, ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o., Gliwice (2013)
- [5] CIGRE Brochure 494, Furanic Compounds for Diagnosis (2012)
- [6] Emsley A. M., Xiao X., Heywood R. J., Ali M., Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil, IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology, Vol. 147 (2000), No. 3, s. 115-119
- [7] Emsley A. M., Xiao X., Heywood R. J., Ali M., Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 2: Formation of furan products in insulating oil, IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology, Vol. 147 (2000), No 3, s. 110-114
- [8] IEC TR 62874:2015 Guidance on the interpretation of carbon dioxide and 2-furfuraldehyde as markers of paper thermal degradation in insulating mineral oil (2015)
- [9] Ortiz F., Fernández C., Santisteban A., Delgado F., Ortiz A., Estimating the age of power transformers using the concentration of furans in dielectric oil, Renewable Energy and Power Quality Journal, Vol 1 (2015), No. 14, s. 1011-1015
- [10] Słowikowska H., Wskaźniki diagnostyczne procesów cieplnych zachodzących w izolacji celulozowej transformatorów olejowych, Materiały 8 Konferencji naukowo - technicznej Transformatory energetyczne i specjalne (2010), s. 87-101
- [11] Oommen T. V., Prevost T. A., Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part II - Maintaining Insulation Integrity and Life, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 22 (2006), No. 3, s. 5-14
- [12] Piush Verma, Yog Raj Sood, Jashandeep Singh, Review of important diagnostics parameters for power transformer, Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering (2009), ref. A-12, s. 1-5
- [13] Stebbins R. D., Myers D. S., Shkolnik A. B., Furanic Compounds in Dielectric Liquid Samples: Review and Update of Diagnostic Interpretation and Estimation of Insulation Ageing, Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (2003), Vol.3, s. 921-926
- [14] Pahlavanpour B., Eklund M., Thermal Ageing of Mineral Insulating Oil and Krafts Paper, TechCon Asia-Pacific Conference (2003)
- [15] Duval M., Calculation of DGA limit values and sampling intervals in transformers in service, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 24 (2008), No. 5, s. 7-13