MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA TRANSFORMATOROWA TRANSFORMATOR'19

7-9 MAJA 2019 r., Toruń

ORGANIZATOR

PTPiREE

PATRONAT

PARTNER

TJ H2b ANALYTICAL SERVICES

Materiały konferencyjne
zostały przygotowane na podstawie
składów komputerowych
dostarczonych przez Autorów

Wydawca: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
tel. +48 61 846-02-00, fax +48 61 846-02-09
www.ptpiree.pl e-mail: ptpiree@ptpiree.pl

MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA TRANSFORMATOROWA
TRANSFORMATOR'19

ORGANIZATOR
- POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ
  UL. WOŁYŃSKA 22, 60-637 POZNAŃ, TEL. +48 61 846-02-00, FAX +48 61 846-02-09

PATRONAT
- CIGRE

PARTNER
- TJ/H2B

MIEJSCE
HOTEL FILMAR, UL. GRUDZIĄDZKA 39-43, 87-100 TORUŃ

TERMIN
7-9 MAJA 2019 R.

RADA PROGRAMOWA

- HANNA MOŚCICKA-GRZESIAK	POLITECHNIKA POZNAŃSKA
- ANDRZEJ BAGIŃSKI	
- PIOTR MAŃSKI	PSE SA
- ZBIGNIEW PALLAS	TAURON DYSTRYBUCJA SA
- IVO PINKIEWICZ	
- JACEK WAŃKOWICZ	INSTYTUT ENERGETYKI
- JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI	PTPiREE

KOMITET ORGANIZACYJNY

- WOJCIECH TABIŚ	PTPiREE
- KAROLINA NOWIŃSKA	PTPiREE
- SEBASTIAN BRZOZOWSKI	PTPiREE
- JAROSŁAW TOMCZYKOWSKI	PTPiREE

SPIS TREŚCI

Referaty zostały umieszczone w materiałach zgodnie z kolejnością nadsyłania

Nr referatu	*Tytuł*	*Strona*
0/2	**Zależność wytrzymałości elektrycznej od biegunowości napięcia (dlaczego minus a nie plus)** **Dependence of electric strength on voltage polarity** *Franciszek Mosiński (Politechnika Łódzka)*	9
1.	**Monitorowanie temperatury transformatora jako element zwiększający niezawodność i redukujący koszty utrzymania oraz poprawiający wiedzę o stanie transformatora** **Improved Transformer Temperature Monitoring Increases the Availability, Reliability, and Reduces Maintenance Costs While Improving Situational Awareness** *Brian D.Sparling (Dynamic Ratings)*	19
2.	**Określenie znamionowych strat stanu jałowego na podstawie pomiarów niskonapięciowych** **Determination of no-load losses of transformers based on low-voltage measurements** *Zbigniew Szymański (ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o. Gliwice)*	27
3.	**Nowe moduły i urządzenia w monitoringu on-line transformatorów mocy** **New modules and devices in on-line monitoring of power transformers** *Marek Andrzejewski, Wiesław Gil (Mikronika)*	37
4.	**Badania wysokoczęstotliwościowe transformatorów** **High-frequency investigations of transformers** *Marek Florkowski (ABB Corporate Research, Polska), Jakub Furgał, Maciej Kuniewski (AGH w Krakowie)*	49
5.	**Wybrane aspekty prób odbiorczych transformatorowych przesuwników fazowych - studium przypadku** **Selected Aspects of the Acceptance Tests of Phase Shifting Transformers - case study** *Tomasz Bednarczyk (OMICRON Energy Solutions Polska, Politechnika Śląska)*	59
9.	**Oznaczanie stopnia zawilgocenia i symulacja suszenia podczas produkcji transformatorów** **Moisture Determination and Drying Simulation during Manufacturing of Transformers** *Mario Scala, Christian Bonini (Siemens AG, Austria)*	73

10. **Powtarzalność wyników pomiaru napięcia przebicia zawilgoconego i zanieczyszczonego oleju transformatorowego**
Repeatability of measurement results of breakdown voltage of moistened and contaminated transformer oil
Tomasz Piotrowski (Politechnika Łódzka), Mateusz Wójciak (Politechnika Łódzka, ZREW Transformatory S.A.) 83

11. **Wpływ grubości próbek celulozowych na efektywność procesu ich suszenia z wykorzystaniem estru syntetycznego**
The influence of cellulose samples thickness on the efficiency of drying process using the synthetic ester
Piotr Przybyłek, Hubert Morańda, Hanna Mościcka-Grzesiak (Politechnika Poznańska) 95

12. **Wyładowania niezupełne w ukośnym polu elektrycznym w układzie izolacyjnym celuloza-dielektryk ciekły w trakcie procedury suszenia preszpanu estrem syntetycznym**
Partial discharges in the diagonal electric field in the cellulose-liquid dielectric insulation system during the procedure of drying the pressboard with synthetic ester
Hubert Morańda, Hanna Mościcka-Grzesiak (Politechnika Poznańska) 103

14. **Badanie wyładowań niezupełnych w transformatorach energetycznych wysokiego napięcia metodami AE, HF, UHF**
Investigation of partial discharges in high voltage power transformers using AE, HF and UHF methods
Krzysztof Siodła, Krzysztof Walczak, Hubert Morańda, Cyprian Szymczak, Wojciech Sikorski (Politechnika Poznańska), Wiesław Gil (Mikronika) 113

15. **Ocena stanu technicznego transformatorów żywicznych za pomocą diagnostyki wyładowań niezupełnych przy wykorzystaniu mobilnego źródła napięcia testowego**
Assessment of the Condition of Dry-Type Transformers by Means of Partial Discharge Diagnosis using a mobile voltage source
Christoph Engelen, M.Sc. (OMICRON electronics Deutschland GmbH, Germany), Ing. Udo Ranninger, Dr. Michael Krüger (OMICRON electronics, Austria) 121

16. **Wyznaczanie długości okresu eksploatacji transformatorów mocy. Metanol oraz związki furanu jako wyznaczniki stopnia degradacji izolacji papierowej**
End-of-life management of power transformers. Methanol against Furans
Alfonso de Pablo, Ledicia Salgado (TJH2b Spain) 141

20. **Wyładowania elektryczne w estrach biodegradowalnych w układzie z przegrodą izolacyjną**
Electrical discharges in biodegradable esters in the system with insulating barier
Paweł Rózga, Bartłomiej Pasternak, Marcin Stanek, Artur Klarecki (Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Łódzka) 155

21. **Badanie wpływu procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego metodami ewaporacyjnymi na jego podstawowe parametry elektryczne oraz właściwości sorpcyjne względem wody**
The influence of the evaporative separation method of mineral oil from synthetic ester on the selected properties of treated ester
Bartosz Orwat, Jakub Szyling, Ireneusz Kownacki (Centrum Zaawansowanych Technologii Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu), Kamil Lewandowski (Politechnika Poznańska, Power Engineering Transformatory), Hubert Morańda (Politechnika Poznańska) 169

22. **Projektowanie i testy dla rozwoju transformatorów mocy 15 MVA, 66 / 11.55 kV wypełnionych naturalnym estrem**
Design and test experiences for the development of 15 MVA, 66/11.55 kV power transformers filled with natural ester oil
Digpalsinh Parmar, S. K. Sahu, P. K. Mishra (IMP Powers Ltd) 177

13. **Możliwości diagnostyki wyładowań niezupełnych poprzez pomiar ich promieniowania ultrafioletowego**
Possibility of diagnostics of partial discharges by measuring their ultraviolet radiation
Jerzy Skubis, Michał Kozioł (Politechnika Opolska) 185

17. **Analiza porównawcza widma promieniowania optycznego emitowanego przez wyładowania elektryczne w cieczach elektroizolacyjnych**
Comparative analysis of the spectrum of optical radiation emitted by electrical discharges in electroinsulating liquids
Michał Kozioł (Politechnika Opolska) 193

0/3 **Wytrzymałość udarowa izolacji gazowej, ciekłej i stałej - doświadczenia z laboratoryjnych prac eksperymentalnych**
Lightning strength of gas, liquid and solid insulation - experience from the laboratory tests
Paweł Rózga (Politechnika Łódzka) 199

8. **Bezpośrednie oznaczanie stopnia zawilgocenia transformatorów mocy**
Direct moisture Determination of Power Transformers
Mario Scala, Christian Bonini (Siemens AG, Austria) 213

ZALEŻNOŚĆ WYTRZYMAŁOŚCI ELEKTRYCZNEJ OD BIEGUNOWOŚCI NAPIĘCIA (DLACZEGO MINUS A NIE PLUS)

DEPENDENCE OF ELECTRIC STRENGTH ON VOLTAGE POLARITY

Franciszek Mosiński
Politechnika Łódzka

MOTTO:

Ale zimno, ale mróz, ci heca z tym Celsjuszem. Ciągle minus a nie plus, z robotą dziś nie ruszę. Nie będzie się zabawić za co, nie będzie za co wziąć na ząb bo mnie paluszki czucie tracą na taki ziąb! [1]

Streszczenie

W referacie zaprezentowano skrótowo zagadnienie wpływu biegunowości napięcia na wytrzymałość izolacji elektrycznej. Wykazano, że biegunowość ujemna napięć unipolarnych stanowi większe zagrożenie niż dodatnia. Omówiono także jaki wpływ ma biegunowość napięć stałych i udarowych na wytrzymałość izolacji transformatorów energetycznych.

WSTĘP

W systemie energetycznym Polski linię wysokiego napięcia prądu stałego mamy tylko w stacji elektroenergetycznej Słupsk Wierzbięcino gdzie kabel prądu stałego 450 kV łączy tę stację ze stacją Starnö w Szwecji. I tylko transformatory w tej stacji są narażone na obecność składowej stałej napięcia w uzwojeniach przyłączonych do przekształtników. Wszystkie pozostałe transformatory w Polsce mają narażenia jednobiegunowe tylko w postaci przepięć łączeniowych i przepięć atmosferycznych. W przypadku napięć jednobiegunowych istotną cechą jest ich biegunowość. Przy napięciu przemiennym biegunowość napięcia ma znaczenie przy rozpatrywaniu zjawiska ulotu w liniach elektroenergetycznych napowietrznych.

Transformatory energetyczne przechodzą u producenta cykl badań odbiorczych, w skład którego wchodzą miedzy innymi próby udarami łączeniowymi i próby udarami piorunowymi. W obydwu przypadkach stosuje się udary o biegunowości ujemnej. Warto wiedzieć dlaczego.

Transformatory współpracujące z liniami prądu stałego (transformatory HVDC) dodatkowo poddawane są próbom wytrzymałości elektrycznej przy rewersji napięcia stałego (PR – Polarity Reversal test).

Referat ma na celu pokazanie jak biegunowość napięcia stałego czy udarów napięciowych warunkuje narażenia i wytrzymałość izolacji.

WYTRZYMAŁOŚĆ ELEKTRYCZNA

Wytrzymałość elektryczna układów izolacji papierowo-olejowej typu transformatorowego przy napięciu przemiennym zależy od wytrzymałości odstępów olejowych gdzie natężenia pola elektrycznego są większe niż w odstępach papierowych czy preszpanowych, odpowiednio do niższej przenikalności względnej oleju względem papieru (~ 2.2/4.5). Przy napięciu stałym, gdy mamy do czynienia z polem przepływowym, natężenia zależą od przewodności odstępów izolacyjnych i wówczas większe natężenia występują w odstępach izolacji stałej gdzie przewodność jest odpowiednio mniejsza niż w oleju i dodatkowo zależy od kilku czynników jak np. temperatura czy natężenie pola.

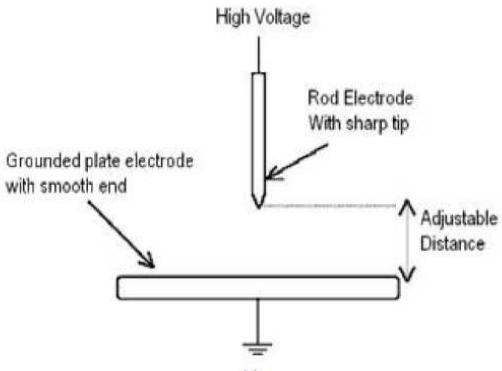
Wytrzymałość odstępów olejowych zależy od wielu czynników, w tym przykładowo najważniejsze to: geometria elektrod; materiał elektrod; chemiczna czystość oleju; fizyczna czystość oleju; kształt i czas oddziaływania napięcia (DC czy AC, częstotliwość, kształt udaru dla SI oraz LI) etc.

Dla napięcia DC, SI oraz LI dodatkowo ważna jest biegunowość napięcia, co z kolei związane jest z sekwencją narażeń napięciowych, symetrią napięciową i stopniem niejednorodności pola elektrycznego.

Pomijając czynniki chemiczne i fizyczne zacząć należy od geometrii elektrod. W układach z elektrodami płaskimi, czyli w układach o polu równomiernym biegunowość napięcia nie ma żadnego znaczenia bo obojętnym jest która z elektrod jest katodą, a która anodą. W układach o polu równomiernym nie występują pośrednie formy wyładowań takie jak ulot czy snopienie. Występuje tylko przeskok (w układach z izolacją samoregenerującą się np. powietrzną) lub przebicie gdy izolacja ulega trwałemu uszkodzeniu. Zatem ze względu na biegunowość napięcia ciekawe są tylko układy o polu nierównomiernym. Skrajnym, wzorcowym układem o polu nierównomiernym jest układpręt-płyta.

Mechanizm wyładowań elektrycznych w polach nierównomiernych

Na rysunku pokazano układ ostrze płyta o promieniu zaokrąglenia ostrza **r**, odstępie elektrod **a** oraz napięciu między elektrodami **U**. Na powierzchni pręta natężenie pola elektrycznego **K** jest znacznie większe niż przy płycie i można powiedzieć, że jest ono proporcjonalne do ilorazu napięcia i promienia.



Rys. 1a. *Układ pręt – płyta [3]*

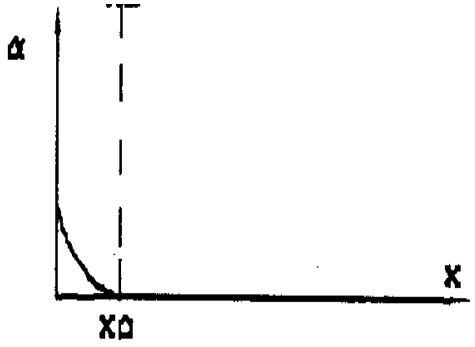
$$K_0 \sim \frac{U}{r}$$

$$K_x \sim K_0 \cdot \frac{1}{x^2}$$

Rys. 1b. *Ko – natężenie pola na ostrzu; Kx – natężenie pola w przestrzeni międzyelektrodowej*

Natomiast w przestrzeni międzyelektrodowej pole elektryczne jest odwrotnie proporcjonalne do kwadratu odległości od powierzchni ostrza.

***Rys. 2a** Rozkład pola w przestrzeni międzyelektrodowej;*
Lina przerywana zaznacza obszar jonizacji



***Rys. 2b.** Rozkład pierwszego współczynnika Townsenda: xo – obszar gdzie α > 0*

Zależność natężenia $\mathbf{K_x}$ od odległości **x** od powierzchni ostrza podaje rysunek 2a. Współczynnik jonizacji zderzeniowej jest większy od zera tylko w obszarach gdzie jest spełniony (w warunkach normalnych) warunek **K>21 kV/cm**. Zatem istnieje pewne $\mathbf{x_0}$, poza którym $\boldsymbol{\alpha} = \mathbf{0}$. Ponieważ współczynnik jonizacji zderzeniowej $\boldsymbol{\alpha}$ jest proporcjonalny do natężenia pola elektrycznego **K**, zatem wykres zależności $\boldsymbol{\alpha}$ od odległości **x** od powierzchni ostrza może wyglądać jak na rys. 2b. Jeśli pole pod krzywą z rys. 2b ma wartość wystarczająco dużą (czyli gdy jest spełniony warunek samoistności wyładowania) to nastąpi wyładowanie samoistne. Jednakże wyładowanie samoistne w układzie z polem nierównomiernym nie jest równoznaczne z przeskokiem, jak to było w układach płaskich. W układach o polu nierównomiernym istnieją pośrednie formy wyładowań jak ulot, snopienie i dopiero przeskok.

Powyższe uwagi są słuszne niezależnie od tego jaka jest biegunowość elektrody ostrzowej. Jednakże mechanizm wyładowań należy rozpatrzyć oddzielnie dla każdej z biegunowości potencjału elektrody prętowej.

1. ***Pręt ma biegunowość ujemną***. Emisja elektronów z ostrza, wywołana zewnętrznymi fotonami zapoczątkowuje rozwój lawin. Napięcie jest odpowiednio wysokie, by strefa $\mathbf{x_0}$ była większa od zera (rys. 2b) lecz na tyle niskie, by strefa ta była mniejsza od odstępu elektrod **a**. Jeśli warunek samoistności nie jest spełniony to lawiny zanikają i wyładowań nie ma. Spełnienie warunku samoistności to warunek zapoczątkowania **wyładowań ulotowych**. Przy zapoczątkowaniu snopienia, niektóre z lawin zaczynają dojrzewać (osiągając 10^9 elektronów) i przemieniają się w strimery. Strimery trafiają do obszaru słabego pola elektrycznego i po przejściu pewnej drogi zanikają. Lawiny dochodzą najwyżej do $\mathbf{x_0}$ natomiast strimery deformując pole własnym ładunkiem przechodzą dalej nie osiągając odległości **a**. Dalsze zwiększanie napięcia prowadzi do rozszerzenia strefy strimerów i w efekcie do przeskoku.

2. ***Pręt ma biegunowość dodatnią***. Przy ostrzu dodatnim fotoemisja wystąpić nie może. Jednak ulot z ostrza dodatniego również zachodzi. Jeśli w obszarze silnego pola elektrycznego w pobliżu ostrza, czyli w strefie poniżej odległości $\mathbf{x_0}$ od ostrza, zostanie wskutek fotojonizacji wywołanej zewnętrznym fotonem wyzwolony elektron to może powstać lawina skierowana ku ostrzu. Warunki inicjowania tych lawin są jednak bardzo

trudne, gdyż energia jonizacji cząstek gazu jest znacznie wyższa od pracy wyjścia z metalu (kilkanaście/kilka eV) czyli $\mathbf{E_j > E_w}$, więc:

$$U_0^+ > U_0^-$$

czyli napięcie progu ulotu jest niższe jeśli biegunowość ostrza jest ujemna (stąd ujemna biegunowość napięcia w elektrofiltrach – dodatkowo duża różnica względem napięcia przeskoku), a wyższe gdy jest dodatnia. Przy napięciu przemiennym ulot rozpoczyna się w ujemnej połówce napięcia.

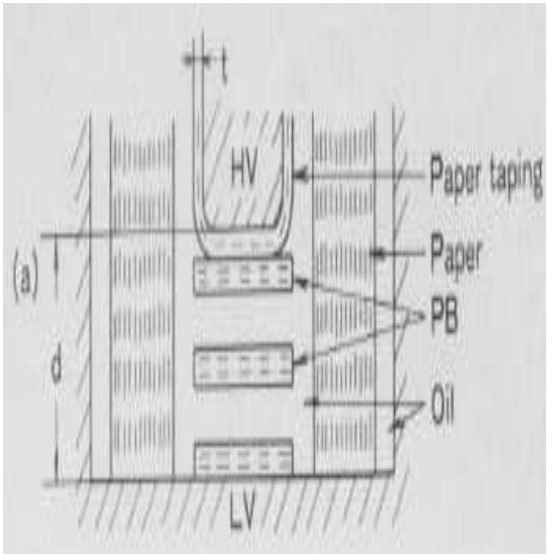
Jednakże warunki rozwoju lawin są, w przypadku ostrza dodatniego, znacznie lepsze bowiem lawina porusza się w kierunku wrastających wartości natężenia pola elektrycznego, czyli przy rosnącej wartości współczynnika jonizacji zderzeniowej. Zatem w przypadku ostrza dodatniego są znacznie lepsze warunki przemiany lawiny w strimer, stąd:

$$U_{sn}^+ < U_{sn}^-$$
$$U_p^+ < U_p^-$$

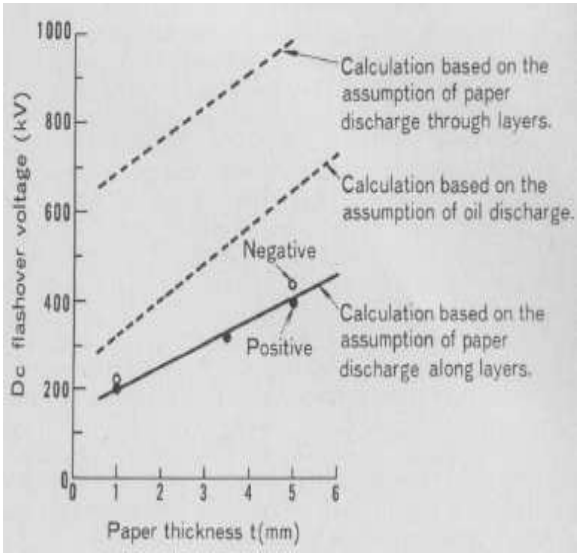
co oznacza, że napięcia progu snopienia i progu przeskoku są niższe przy biegunowości dodatniej.

Tak więc w układzie ostrze-płyta napięcie początkowe ulotu jest niższe przy ostrzu ujemnym natomiast napięcie snopienia i napięcie przeskoku są niższe przy ostrzu dodatnim. Różnice dochodzą do 40%. Przy napięciu przemiennym ulot zaczyna się w półokresie ujemnym na ostrzu natomiast przeskok występuje, gdy na ostrzu jest półokres dodatnim (podobnie jest w liniach napowietrznych). Ponieważ udary napięciowe są przebiegami unipolarnymi, więc wszystkie powyższe uwagi dotyczą również napięć udarowych.

Przykładowe dane eksperymentalne dla izolacji papierowo-olejowej;



Rys. 3a. *Model izolacji transformatora [4]*



Rys. 3b. *Napięcie przebicia DC dla modelu jak na rys. 3a [4]*

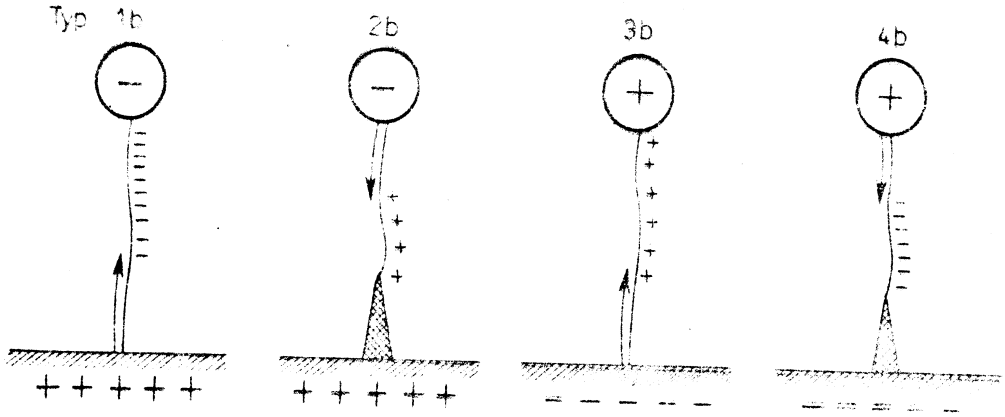
Jak wynika z powyższego rysunku, dla izolacji typu transformatorowego (przykład dotyczy izolacji jarzmowej) biegunowość napięcia stałego nie odgrywa większej roli. Wynika to z faktu, że konstruuje się układ izolacyjny z maksymalnym zbliżeniem do układu z polem równomiernym, W izolacji głównej warunek równomierności pola jest jeszcze lepiej spełniony. Zatem dla izolacji wewnętrznej transformatora jest obojętne jaką biegunowość będzie miał udar probierczy.

Nie jest to natomiast obojętne dla izolacji zewnętrznej typu przepust-kadź czy przepust-przepust. W tych przypadkach mamy do czynienia z izolacją powietrzną i z polem silnie nierównomiernym, gdy biegunowość napięcia ma decydujące znaczenia. Zatem by uniknąć podczas prób odbiorczych przeskoków na zewnątrz transformatora stosujemy udary ujemne, dla których napięcie przeskoku jest znacznie większe niż dla udarów dodatnich.

ZAGROŻENIA

1. Zarys teorii wyładowań atmosferycznych

Wyładowania atmosferyczne występują w ośmiu postaciach. Cztery gdy wyładowanie się zaczyna i nie dochodzi do ziemi i cztery gdy kończy się wyładowaniem doziemnym. Interesujące są tylko wyładowania zupełne:



Rys. 4. *Typy wyładowań doziemnych zupełnych*

Nie wnikając w szczegóły mechanizmu wyładowań atmosferycznych można powiedzieć, że dominującą formą wyładowań atmosferycznych są wyładowania typu 1b, czyli wyładowania odgórne ujemne. Jest to szczególne wyraźne w terenach nizinnych. Zatem z punktu widzenia narażeń piorunowych przy wyładowaniu bezpośrednim, udar ujemny stanowi częstsze narażenie niż udar dodatni.

2. Zagrożenia od fal przychodzących do podstacji

Podstacja elektroenergetyczna wysokiego napięcia, której istotną częścią jest transformator jest chroniona przed bezpośrednimi wyładowaniami atmosferycznym siecią zwodów (zwykle pionowych), które mają zapewnić stuprocentową ochronę. Zatem transformator może być zagrożony tylko przepięciami piorunowymi przychodzącymi z linii napowietrznej. Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia chronione są przewodami odgromowymi, których

zadaniem jest niedopuszczenie do bezpośredniego wyładowania do przewodów fazowych linii. Zatem do przewodów fazowych linii fala przepięciowa może się przedostać wskutek zaindukowania lub wskutek tzw. przeskoku odwrotnego czyli przeskoku od uziemionego słupa do przewodu fazowego. Do przeskoku odwrotnego dochodzi gdy przekroczony zostaje piorunowy poziom izolacji linii, czyli najniższa wartość szczytowa $\mathbf{I_p}$ prądu pioruna, przy której, dla założonej stromości $\mathbf{s_p}$ tego prądu, występuje przeskok na izolacji linii. Piorunowy poziom izolacji linii zależy głównie od: rezystancji uziemień słupów; wysokości słupów; długości (wysokości) izolatorów liniowych.

Im napięcie znamionowe linii jest niższe tym wysokość (długość) izolatorów liniowych jest mniejsza - mniejsze jest napięcie przeskoku wzdłuż izolatora i piorunowy poziom izolacji linii maleje. W liniach SN, gdzie piorunowy poziom izolacji linii jest niewielki, stosowanie przewodów odgromowych traci sens, gdyż przy każdej wartości szczytowej prądu pioruna zachodzi przeskok odwrotny. W strefach podzwrotnikowych o większej liczbie dni burzowych niż w Polsce, również w liniach średnich napięć stosuje się przewód odgromowy wysunięty na pewną wysokość ponad przewody fazowe w celu zmniejszenia składowej indukowanej napięcia na słupie (rys. 5).

Rys. 5. *Linie średniego napięcia w Tajlandii*

Linie wyższych klas napięciowych są zwykle chronione przewodami odgromowymi na całej długości, natomiast linie SN chroni się jedynie na długości tzw. podejścia do stacji energetycznej (1÷5 km). Na takim podejściu stosuje się dodatkowe zabiegi zmierzające do podwyższenia piorunowego poziomu izolacji linii. Przykłady takich zabiegów to: zmniejszanie rezystancji uziemień - jest to szczególnie kosztowne przy piaszczystych gruntach; utrzymywanie izolatorów w czystości i w nie uszkodzonym stanie.

Zatem w przewodzie fazowym linii napowietrznej może się pojawić fala przepięciowa pochodzenia atmosferycznego gdy nastąpi przeskok odwrotny czyli przeskok wzdłuż izolatora liniowego, a więc w polu nierównomiernym. Zatem fala przepięciowa o biegunowości ujemnej będzie miała większą wartość szczytową w skutek wyższego napięcia przeskoku przy tej biegunowości.

Rys. 6. *Wyładowanie atmosferyczne, które spowodowało przeskok odwrotny na dwóch słupach [5]*

Fale przychodzące z odległości dalszych nie mogą przekraczać wartości udarowego napięcia przeskoku wzdłuż izolatorów, które można, w pierwszym przybliżeniu, oszacować jako równe $\mathbf{U_{iz} \approx 8 \cdot U_n}$, gdzie $\mathbf{U_n}$ jest napięciem znamionowym izolatora. Dodatkowo, fala przychodząca z dalszej odległości jest silnie wytłumiana, głównie przez ulot.

Tym niemniej końcowy wniosek jest taki, że większe zagrożenie stanowi fala ujemna wskutek wyższej wartości szczytowej wynikającej z wyższego napięcia przeskoku na izolatorach przy tej biegunowości.

TRANSFORMATOR

1. Próby udarowe

Jak wynika z powyższych rozważań słusznym jest, że próby udarowe transformatora wykonuje się przy biegunowości ujemnej z kilku powodów:

- dla izolacji wewnętrznej biegunowość napięcia probierczego udarowego jest nieistotna;
- podczas prób napięciowych unika się przeskoków na izolacji zewnętrznej;
- zagrożenie od udarów ujemnych przychodzących do podstacji może być większe;

2. Ograniczniki przepięć

Transformatory energetyczne wysokich napięć chronione są ogranicznikami beziskiernikowymi z warystorami na bazie tlenku cynku (ZnO). Ograniczniki tego typu mają poziomy ochrony niezależne od biegunowości udaru;

Transformatory średnich napięć typu SN/nn (np. słupowe) są jeszcze często chronione ogranicznikami typu wydmuchowego. Takie ograniczniki mają kilka zalet: są tanie i są odporne na bezpośrednie wyładowanie atmosferyczne. Jednakże mają poziom ochrony przy

biegunowości ujemnej znacznie wyższy niż przy biegunowości dodatniej. Transformatory są zatem przy biegunowości ujemnej narażone na znacznie wyższe przepięcia.

Niektórzy użytkownicy preferują nabudowywanie iskierników ochronnych na przepusty transformatorowe jako dodatkową ochronę. Tu znów mam do czynienia z niższym dodatnim napięciem ochrony. Dodatkowo iskierniki ucinając stromo falę przepięciową stwarzają dodatkowe zagrożenie dla uzwojeń ze względu na ich dużą indukcyjność.

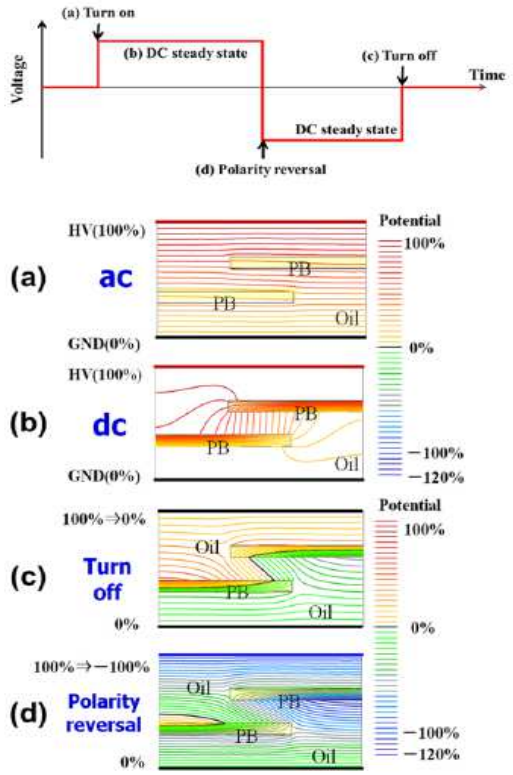
3. **Składowa stała w transformatorach HVDC**

Problematyka wytrzymałości elektrycznej izolacji papierowo-olejowej transformatorów przekształtnikowych jest skomplikowana gdyż obejmuje kompleks zagadnień związanych z narażeniami napięciem AC, DC, AC+DC, AC+LI, DC+LI, AC+SI, DC+SI etc.

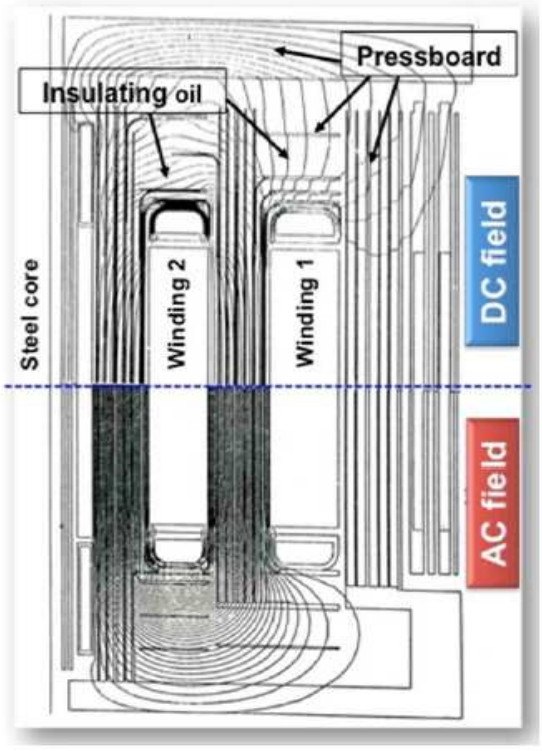
Najtrudniejsze warunki napięciowe występują przy zmianie kierunku przepływu mocy, a tym samym przy zmianie biegunowości napięcia DC. W fabryce odwzorowuje to próba ze zmianą biegunowości napięcia stałego (PR – Polarity Reversal test).

Przykład rozkładów pola dla różnych narażeń napięciowych pokazują rys. 7. i rys. 8. Na rys. 7(a) można zaobserwować, że przy napięciu AC całe pole jest skumulowane w oleju i to olej decyduje o wytrzymałości elektrycznej układu. Narys. 7(b) dla napięcia DC jest odwrotnie. Cale pole jest skumulowane w preszpanie, a olej praktycznie nie jest naprężany elektrycznie. Przypadki 7(c) – wyłączenie napięcia (turn-off) i 7(d) – zmiana biegunowości (polarity reversal) są przypadkami groźniejszymi. Jest to szczególnie widoczne dla rewersji biegunowości 7(d) gdzie zagęszczenie linii sił pola w oleju jest wyraźnie większe niż w pozostałych trzech przypadkach. Zatem ten przypadek (biorąc pod uwagę, że wytrzymałości oleju jest istotnie niższa niż preszpanu) należy uznać za przypadek najgroźniejszy, i który musi być brany pod uwagę przy wymiarowaniu układu izolacyjnego. Zagrożenie w tym przypadku wynika z kumulacji ładunku na powierzchni izolacji preszpanowej.

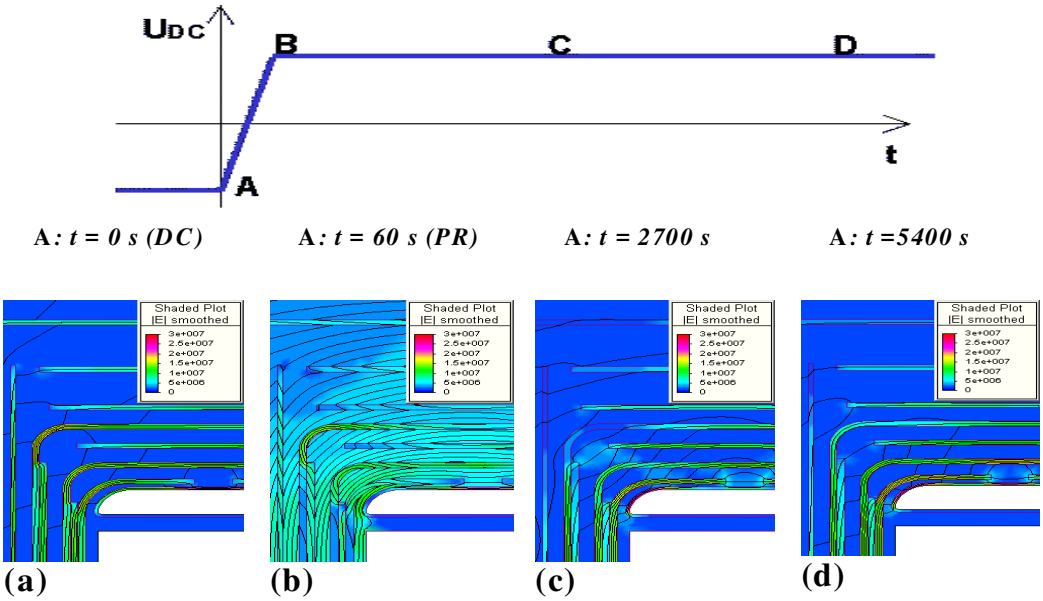
Na rys. 8 pokazano rozkłady pola elektrycznego dla stanów ustalonych DC w górnej części i AC w dolnej części rysunku. Jak widać rozkłady pola są zasadniczo różne. Dla AC o wytrzymałości decyduje ostępy olejowe. W przypadku DC naprężenia w oleju są istotnie niższe niż w preszpanie.



Rys. 7. *Rozkład natężeń pola elektrycznego/przepływowego dla różnych napięć, w układzie olej/preszpan (PB) dla przypadku dużego ilorazu przewodności [6]*



Rys. 8. *Różnice między rozkładami pola elektrycznego/przepływowego AC i DC w transformatorze przekształtnikowym HVDC [6]*



Rys. 8. *Rozkład pola elektrycznego/przepływowego, w izolacji krańca uzwojeń, w stanie PR, w różnych chwilach czasowych [7]*

Przy odwróceniu kierunku przepływu mocy, co jest związane ze zmianą biegunowości napięcia stałego (PR) nadal podwyższone natężenie pola występuje w objętości dielektryków stałych,

jednakże różnica jest mniejsza niż przy DC i o wytrzymałości decyduje olej i wyładowania ślizgowe po powierzchni przegród i przekładek. Stan PR jest newralgiczny dla transformatorów prostownikowych i ma swoje odzwierciedlenie w próbach elektrycznych odbiorczych tych transformatorów oraz bogatą i nadal rosnącą literaturę naukową. Rys. 8 [7] obrazuje skomplikowanie stanu PR pokazując zmiany rozkładu pola w funkcji czasu od początku rewersji napięcia. Widać wyraźnie, że w początkowym okresie PR (60 s) naprężana jest izolacja olejowa, by po osiągnięciu nowego stanu ustalonego znów przejść do większych naprężeń w izolacji stałej.

Rys. 9. *Transformator do systemu ± 800 kV DC, 6400 MW, 2071 km, jednofazowy, 550 kV AC, 816 kV DC, 321 MVA, firmy Siemens, według [8]*

Literatura

[1] Jarema Stępowski – „Złoty kciuk", 1966 (autor tekstu Ludwik Górski, kompozytor Jerzy Wasowski)

[2] Waldemar Kamrat – „Stacja elektroenergetyczna Słupsk Wierzbięcino jako element łączący układ przesyłowy prądu stałego Szwecja – Polska" www.elektroenergetyka.pl, październik 2001, str. 563-567

[3] H. Golahmadi, M. Farsadi - „Classifying three types of partial discharges by different features using different strategies„ International Journal on "Technical and Physical Problems of Engineering" (IJTPE), June 2012 Issue 11 Volume 4, Number 2, Pages 182-190

[4] Kurita, A., Takahashi, E., Ozawa, J., et al. (1983) DC Flashover Voltage Characteristics and Their Calculation Method for Oil-Immersed Insulation Systems in HVDC Transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, PWRD-1, pp. 184-190.

[5] „Guidelines for the Management of Risk Associated with Severe Climatic Events and Climate Change on Overhead Lines", CIGRE Brochure 598, November 2014

[6] „Guidelines HVDC transformer insulation: Oil conductivity", CIGRE Brochure 646, January 2016

[7] Ugo Piovan (EHV Weidmann) – "HVDC Converter Transformers Polarity Reversal Impact on Dielectric Design", IEEE/PES Transformers Committee Fall 2004 Meeting

[8] **Siemens Energy Sector** - Power Engineering Guide - **Edition 7.0** **http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/transformers/assets/pdf/siemens-transformers-power-engineering-guide-7-1.pdf**

MONITOROWANIE TEMPERATURY TRANSFORMATORA JAKO ELEMENT ZWIĘKSZAJĄCY NIEZAWODNOŚĆ I REDUKUJĄCY KOSZTY UTRZYMANIA ORAZ POPRAWIAJĄCY WIEDZĘ O STANIE TRANSFORMATORA

IMPROVED TRANSFORMER TEMPERATURE MONITORING INCREASES THE AVAILABILITY, RELIABILITY, AND REDUCES MAINTENANCE COSTS WHILE IMPROVING SITUATIONAL AWARENESS

Brian D.Sparling
Dynamic Ratings

Introduction

This paper will share some specific areas where a strategy of reduction in maintenance costs and outages, by replacing older ancillary technology with modern IED's, can in fact, offer more than a reduction in maintenance costs, while providing an increase in availability and reliability.

This paper will discuss the opportunities to be discovered by upgrading Oil Temperature Indicator (OTI) and Winding Temperature Indicator (WTI) technology developed in the 1940's which reduces maintenance costs associated with those devices. The Electric Temperature Indicators (ETM) combine real-time operating information of the transformer and modern communications to enable decision making as part of any Smart Grid application.

The prospect of using on-line monitoring IED's to make intelligent decisions to optimize the load on such important substation assets as transformers follows the adoption of load management technology for power generation systems and equipment. In addition, real-time monitoring of equipment and its operating environment will enable system planners and operations personnel to dynamically load transformers to optimum limits without compromising reliability and do it safely.

1. Background

Why monitor and dynamically load power transformers?

- To utilize transformer assets closer to their real operating limits without compromising their life expectancy or reliability.
- To fully optimize real-time substation loading based on changes in ambient condition or operating modes.
- To assist in making intelligent decisions about shifting load from the unit, based on the time to reach peak load capability (as an early warning).
- To forecast operating conditions with given load shifted to the unit at a specific time or to determine how much load could be shifted to a unit.

- To collect accumulated loss of insulation life data to enable forecasting of residual life of transformers in the fleet.

Loading practices and the limitations they impose in setting dynamic loading criteria must be updated in today's ever-congesting networks.

Many countries around the world are operating in a deregulated environment which is driving Transmission & Distribution (T&D) companies to find ways to improve their competitive position and increase their return on investment (ROI).

2. Maintenance

Limitations of Traditional OTI and WTI Instruments that Affect Transformer Reliability

For many decades it has been a standard practice to install on new transformers OTI and WTI. These devices typically are comprised of a temperature sensing bulb inserted into a dry well in the top layer of the insulating fluid as shown in Figure 1. In addition to this, the WTI incorporates a heater element to which a sample of the load current carried by the transformer is applied. This current causes the temperature bulb to read the oil temperature plus a temperature increment that is intended to be the same as the winding hottest spot temperature rise above top oil temperature. The fluid in the bulb expands through a capillary tube connected to a dial gauge equipped with switches that can be adjusted to any temperature within the operating range. These mechanical devices provide an accuracy of 3 to 50C, if the transformer designer has properly evaluated the winding hottest-spot temperature. These devices are typically used for cooling control and temperature alarms. They are sufficiently rugged to be used for protection purposes IF the recommended maintenance and/or calibration verification is a carried out every 4 to 5 years.

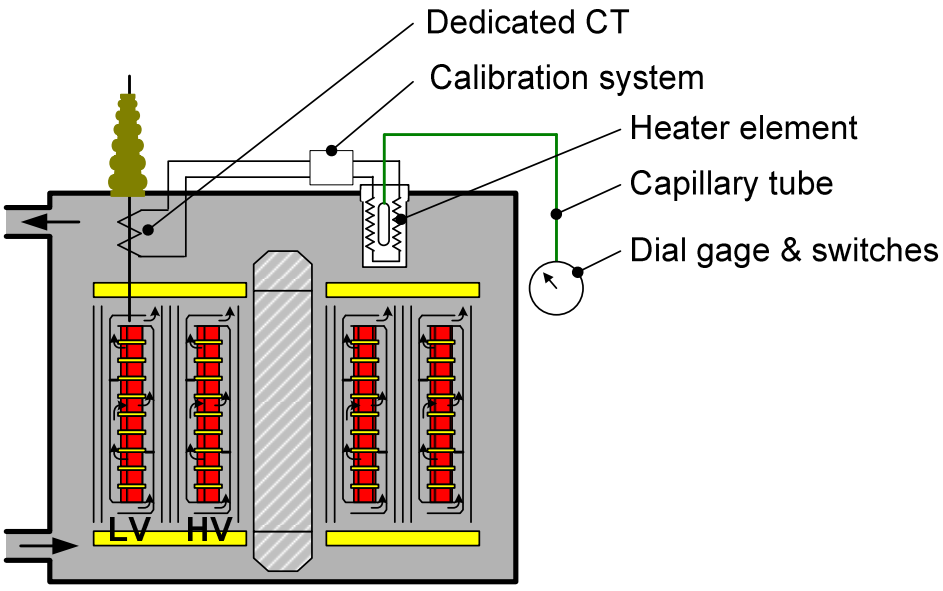


Figure 1

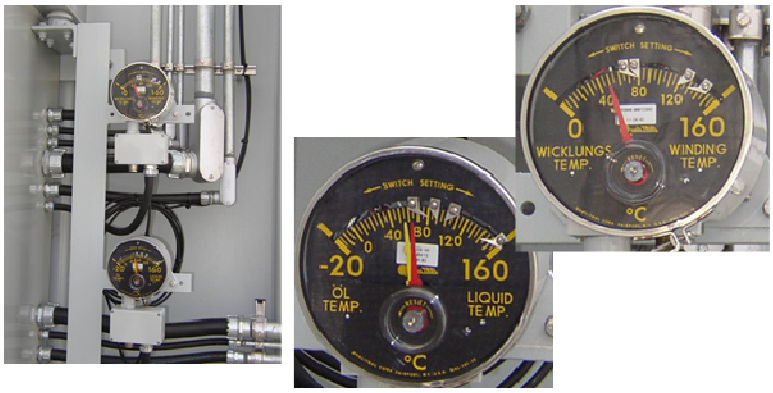
The WTI is a critical device on a transformer because it not only controls the cooling system, but also provides the transformer with thermal protection.

Therefore, a failure of this device or even an incorrect indication may have an important impact on transformer aging and may affect transformer reliability especially if a transformer must be operated under overloading conditions. Utility experience indicates that a significant part of transformer maintenance is devoted to WTI's.

There are occasions when this regular maintenance is not carried out for extended periods of time, or never carried out, either through oversight or ignorance of the issue.

WTI's are prone to mechanical damage of the small-bore tubing or spiral wound Bourdon tube in the measuring device. Moreover, internal component oxidation may lead to increased mechanical friction or seizing up entirely, further reducing the accuracy without signaling this malfunction to the operator. It may result in an inaccurate simulation of the winding hotspot temperature, which can lead to inefficient cooling and tripping control.

The devices in the picture below reveal this very issue on a transformer that was only 3 years old. The WTI is indicating 5^0C LESS than the Top oil measured. This is a physical impossibility.



3. Utilization

Maintenance associated with the OTI and WTI is only one part of the equation in managing the assets of the system. The other equally important item is the utilization (loading) of the equipment.

With the advent of on-line, real-time monitoring of transformers, the necessary real-time data and information can be made available via remote access (communication) therefore driving decisions regarding loading can be made rapidly.

In the past the requirement to overload transformers was rare, plus most units on the T&D system were rarely loaded to 50% of their nameplate rating. Now as load growth has increased and new additions to substations (in terms of increased capacity) were not always the priority, the existing transformers are experiencing increased load and more frequent demands to be overloaded.

For many years, the limit for normal transformer loading was based on the maximum nameplate rating. However, T&D substation transformers have historically been loaded beyond nameplate rating to accommodate emergency or contingency conditions.

Until recently, the operation of transformers would fit into one of the following loading categories, as defined in the IEEE Loading Guide C57.91

A. Normal Life Expectancy Loading – Continuous Load

As the term implies, this is the constant loading at rated nameplate output (MVA) when the transformer is operated under a constant 30°C ambient condition. This condition implies a continuous hot-spot conductor temperature of 110°C, which is the sum of the following temperatures: 65°C (average winding rise) + 30°C (ambient) + 15°C (hot spot rise) = 110°C. Of course, this loading condition rarely happens over the life of a transformer, where both load and ambient temperature vary over time.

B. Normal Life Expectancy Loading – Cyclical Load

This loading implies a cyclical load at a normal constant ambient (30°C) where the hottest-spot conductor temperature varies above and below the normal 110°C, as the load cycles above and below the nameplate MVA of the transformer. From the thermal aging standpoint, this cycle is equivalent to the case of rated constant load at normal ambient temperature (30°C). This is the case because thermal aging is a cumulative effect over time and temperatures above 110°C are permitted provided the transformer is operated for much longer periods below 110°C. Of course, maximum allowable hot-spot and top oil temperatures cannot be exceeded.

C. Long-Time Emergency Loading

This operation results from the prolonged outage of a system component which causes transformer loading that results in hottest-spot conductor temperatures in the range of 120 – 140°C. This type of occurrence would be rare and would be expected to happen two to three times over the transformer life, and each event may last weeks to months.

This type of operation causes accelerated aging of the transformer insulation system and may have other associated risks. Loss of insulation life calculations should be made to assure it is acceptable for such an event and top oil temperatures should not exceed 110°C.

D. Short-Time Emergency Loading

This loading condition is unusually high and is caused by one or more events which seriously disturb normal system loading and are expected to occur rarely, two to three times over the transformer life. This loading condition can cause hottest-spot conductor temperatures as high as 180°C for a short period. Significant acceleration in insulation loss of life can occur during this event and calculations should be made to determine if the loss is acceptable. Because of the rapid aging, load must be reduced quickly typically within two to four hours. This type of loading has several risks associated with it, such as reduced dielectric strength, stray flux heating and exceeding ancillary equipment ratings.

The move toward dynamic loading will include all the above operating modes in addition to a relatively new loading condition that came into existence in 1995. This new mode of operation

is driven by the need to utilize assets more effectively, without compromising the overall life expectancy of the transformer. This new loading condition is Planned Loading Beyond Nameplate – Normal Operation

E. Planned Loading Beyond Nameplate – Normal Operation

This loading results in the conductor hottest-spot or top oil temperature exceeding the limits suggested for normal life expectancy loading. The user accepts this loading as a normal, planned-for operating condition. There is no associated equipment outage or emergencies with this type of loading. Cyclic loads resulting in hottest-spot conductor temperatures in the range of 120 – 130°C would be associated with this loading requirement. This type of loading would occur frequently, and in some cases, daily, during a short part of the transformer's load cycle.

Table 1 shows the suggested maximum temperatures given in IEEE C57.91-1995 and IEC Standards 60354 and 60076-7, for the four types of transformer loading. In addition to these criteria, it is always advisable to calculate the loss of insulation life and make sure it is acceptable for the loads beyond nameplate. Acceptable limits of loss of insulation life for various loadings are very important in developing a loading policy and thermal model limits to facilitate real-time Dynamic Loading.

NOTE: These loading conditions make one very important assumption: that the solid insulation is **DRY**. The definition of DRY is a solid insulation system (most importantly the winding conductor insulation) **with moisture content of less than 0.5% (**weight of water/weight of solid insulation).

4. Risks and Consequences of Overloading Transformers

The consequences of loading a transformer beyond its nameplate rating are as follows:

- The temperature of the windings, cleats, leads, insulation and oil will increase and can reach unacceptable levels.
- The leakage flux density outside the core increases causing additional eddy-current heating in metallic parts linked by the leakage flux.
- As the temperature changes, the moisture and gas content in the insulation and in the oil will change.
- Bushings, On-Load Tap Changers (OLTC's), cable-end connections and current transformers will also be exposed to higher stresses, which encroach upon their design and application margins

		Normal Life Expectancy	Planned Loading Beyond Nameplate	Long-Time Emergency 1-3 Months	Short-Time Emergency 0.5-2 Hours
Insulated Conductor Hottest-Spot Temperature	IEEE	120°C	130°C	140°C	180°C
	IEC	120°C	(N/A)	140°C	160°C
Other Metallic (Supports, core, etc.)	IEEE	140°C	150°C	160°C	200°C
	IEC	140°C	(N/A)	160°C	180°C
Top Oil Temperature	IEEE	105°C	110°C	110°C	110°C
	IEC	105°C	(N/A)	115°C	115°C
Load Factor Per Unit Current	IEEE	(N/A)	(N/A)	(N/A)	1.5 p.u.
	IEC	1.3 p.u.	(N/A)	1.3 p.u.	1.5 p.u.

TABLE 1
SUGGESTED MAXIMUM TEMPERATURES

5. The Preferred Solution; Electronic Temperature Monitors (ETM)

The use of a fully electronic devices such as Electronic Temperature Monitor (ETM) that continuously calculates the winding hottest temperature (WHS) on up to three windings, from measured values of top oil temperature (via existing PT100 RTD sensors) and load current measurements from the bushing CT's.

The computations follow the well-known and established equations found in the loading Guides of IEEE and IEC, where the WHS is taken as the sum of the top oil temperature, plus an increment proportional to the load level elevated to a power (typically 1.8). With that information, cooling control of up to (typically) two stages of cooling can be programmed and the thermal aging rate of the transformer calculated. All measured and computed data is recorded and stored every minute.

Using the ETM will significantly reduce installation and maintenance requirements. Manufacturers of traditional WTI's recommend calibration verification at regular intervals. With the ETM the sensors are continuously checked, and the system has a failsafe watch-dog function to ensure proper operation of all components.

The further benefit of the ETM, is its capability to be connected to SCADA and communicate its data and alarms to the operating and maintenance staff – even over the existing substation cabling (no need to lay fiber optic cables). That possibility is non-extant with traditional OTI and WTI devices.

The use of ETM type devices within the electricity network is becoming commonplace, and many utilities are already starting to realize the benefits of the newer technologies over the historic equivalents.

Author

Brian D. Sparling, a Senior member of IEEE, is the Senior Technical Advisor with Dynamic Ratings Inc. Brian has over 20 years of experience in the file of power and distributin transformers. For the past 26 years, he has been involved in all aspects of monitoring, diagnostics and condition assessment of power transformers. He has authored and co-authored more than 30 technical papers on various topics dealing with monitoring and diagnostics of transformers. He has contributed to many guides and standards with the Canadian Electricity Association, IEEE Transformers Committee and the Cigré A2 Transformers Committee.

OKREŚLENIE ZNAMIONOWYCH STRAT STANU JAŁOWEGO NA PODSTAWIE POMIARÓW NISKONAPIĘCIOWYCH

DETERMINATION OF NO-LOAD LOSSES OF TRANSFORMERS BASED ON LOW-VOLTAGE MEASUREMENTS

Zbigniew Szymański
ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o. Gliwice

Streszczenie

W opracowaniu przedstawiono wyniki pomiarów strat stanu jałowego wykonanych na stacji prób w szerokim zakresie zmian napięcia dla wybranej grupy transformatorów. Otrzymane wykresy aproksymowano za pomocą krzywych wykładniczych. Zaprezentowano również wyniki pomiarów strat przy obniżonym napięciu i zasilaniu jednofazowym w eksploatacji. Podano sposób przeliczania strat pomierzonych w układach jednofazowych na straty dla układów trójfazowych. W oparciu o wyznaczone funkcje wykładnicze wyznaczono straty stanu jałowego przy napięciu znamionowym na podstawie pomiarów strat przy obniżonym napięciu. Analizując różnice pomiędzy wartościami pomierzonymi a obliczonymi zaproponowano tolerancje dla przeliczonych strat, które nie wskazują na występowanie defektów wewnętrznych w transformatorze.

1. Wstęp

Z chwilą podania napięcia na uzwojenie transformatora w rdzeniu pojawia się strumień magnetyczny, któremu towarzyszą straty energetyczne tzw. straty w żelazie, równe mocy czynnej mierzonej w obwodzie. W przypadku wystąpienia zwarcia w uzwojeniach, w obwodzie zwartym pojawi się prąd wymuszający dodatkowy strumień, a to z kolei przełoży się na wzrost prądu magnesującego i strat stanu jałowego. Wykrycie tego typu uszkodzeń, jak również zwarć w obwodzie magnetycznym, jest możliwe na podstawie pomiaru prądów magnesujących lub strat w rdzeniu.

Pomiar prądów magnesujących jest szeroko stosowany w praktyce pomiarowej, natomiast pomiar strat dotychczas nie był wykorzystywany w celach diagnostycznych. Dlatego podjęto prace mające ma celu opracowanie nowej metody badawczej, polegającej na porównaniu strat występujących podczas eksploatacji transformatora ze stratami charakteryzującymi go po wyprodukowaniu. Pomiar strat przy napięciu znamionowym w układzie trójfazowym w miejscu zainstalowania jednostki jest praktycznie niemożliwy, dlatego postanowiono przetestować prowadzenie pomiarów przy obniżonym napięciu w układach jednofazowych, a następnie znaleźć zależność funkcyjną pozwalającą na przeliczenie wyników na wartość przy napięciu U_n, której zmiany podczas eksploatacji będzie można ocenić i wykorzystać do podjęcia decyzji co do stanu transformatora.

2. Opis metody badań i zakres prac prowadzonych prac

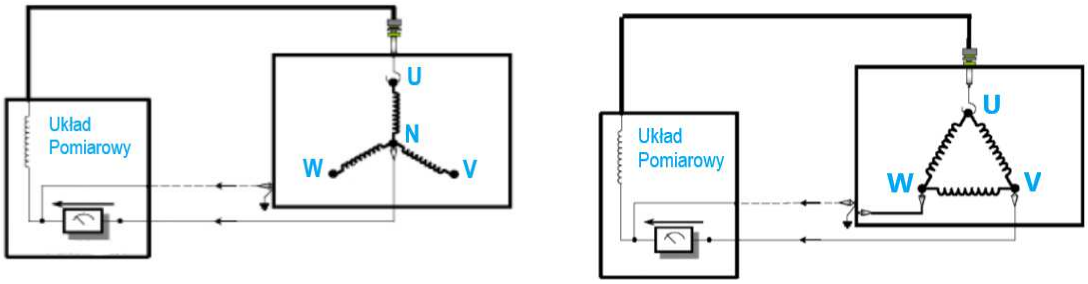
Pomiar strat w zakładzie produkcyjnym wykonuje się zasilając transformator z generatora trójfazowego. W terenie taki pomiar można powtórzyć na transformatorach blokowych, natomiast na transformatorach sieciowych wykonanie takiego pomiaru jest utrudnione.

W celu wyznaczenia strat stanu przy napięciu znamionowym zaproponowano wykonanie jednofazowego pomiaru strat przy obniżonym napięciu i przeliczeniu na wielkości znamionowe.

Zakres dotychczas wykonanych prac obejmował:

- wstępny pomiar strat transformatora 25MVA na trzech fazach przy obniżonym napięciu w układzie jednofazowym,
- pomiar strat w szerokim zakresie napięć od około 1kV do 1,1 U_n u producenta na stacji prób w układzie trójfazowym,
- aproksymację wykresu strat trójfazowych krzywą wykładniczą oraz zestawienie różnic między wartościami pomierzonymi a obliczonymi na podstawie krzywej,
- pomiary strat jednofazowych kilku transformatorów przy obniżonym napięciu i przeliczenie ich na straty znamionowe za pomocą wyznaczonej zależności funkcyjnej,
- oszacowanie dokładności wykonanych obliczeń w oparciu o współczynniki determinacji.

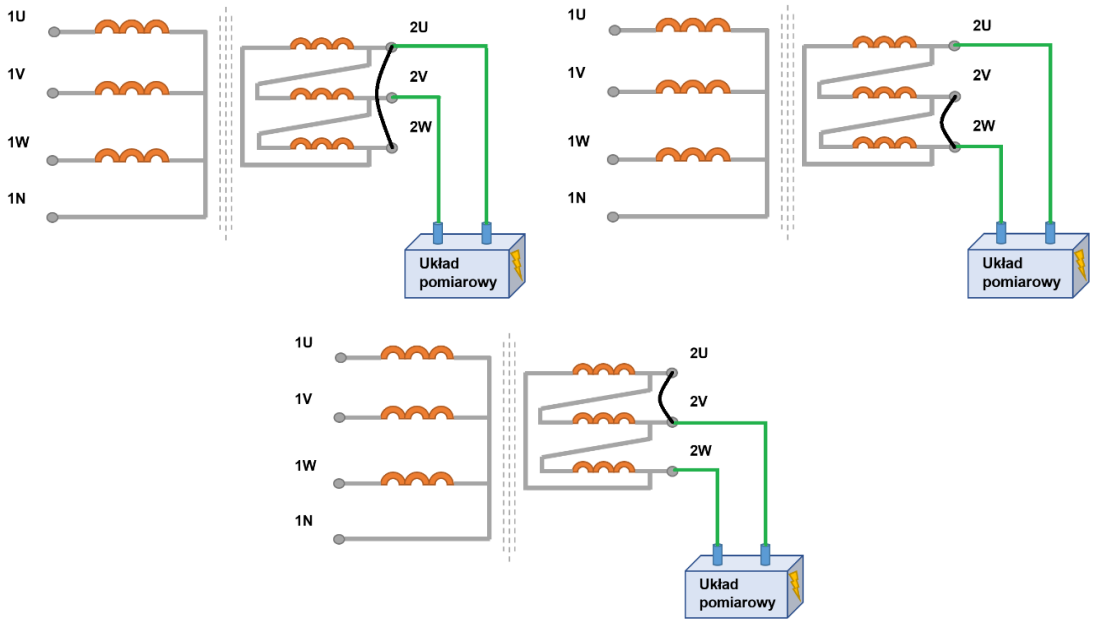
Schemat do pomiaru prądu i strat stanu jałowego przy zasilaniu jednofazowym transformatora dla uzwojeń połączonych odpowiednio w gwiazdę i w trójkąt przedstawiono na rys. 1 i rys. 2.



a) b)

Rys. 1. *Schemat układu do pomiaru prądu i strat stanu jałowego przy zasilaniu jednofazowym uzwojenia połączonego a) w gwiazdę, b) w trójkąt*

Pomiary strat w układach jednofazowych przeprowadzane były za pomocą miernika do pomiaru stratności dielektrycznej i pojemności uzwojeń firmy Doble, przy zasilaniu transformatorów od strony DN na uzwojeniach połączonych w trójkąt. Uproszczone schematy układów pomiarowych przedstawiono na rys. 2.

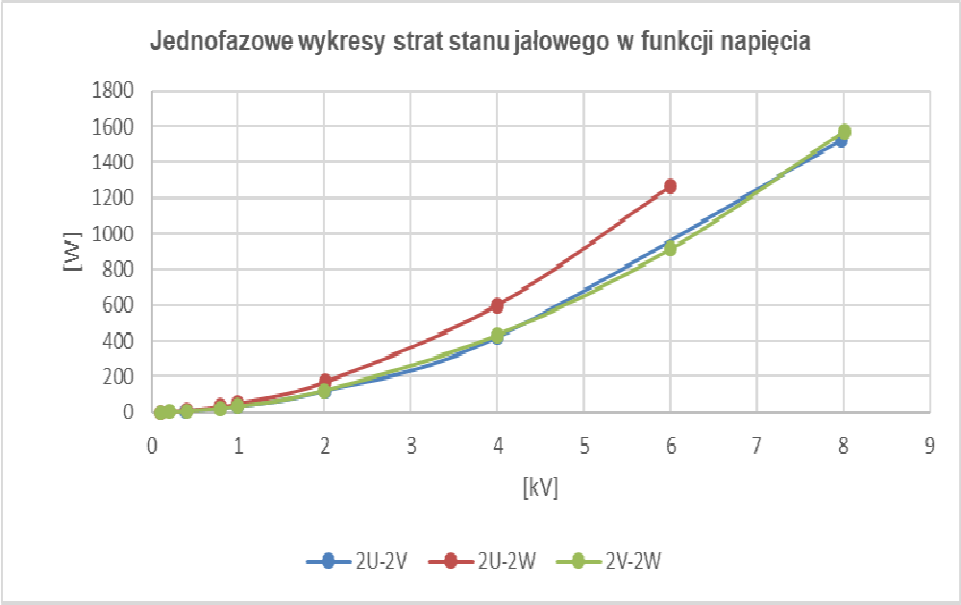


Rys. 2. *Schematy układów do pomiarów strat stanu jałowego przy obniżonym napięciu*

Uwaga: ze względu na znaczący wpływ namagnesowania rdzenia na wyniki strat przy obniżonym napięciu, przed przystąpieniem do pomiarów rozmagnesowywano rdzeń.

3. Aproksymacja wykresu strat stanu jałowego

Na rys. 3 przedstawiono w formie wykresu wyniki pomiaru strat przy obniżonym napięciu na trzech fazach transformatora o mocy 25MVA, w układzie przedstawionym na rys. 1b.



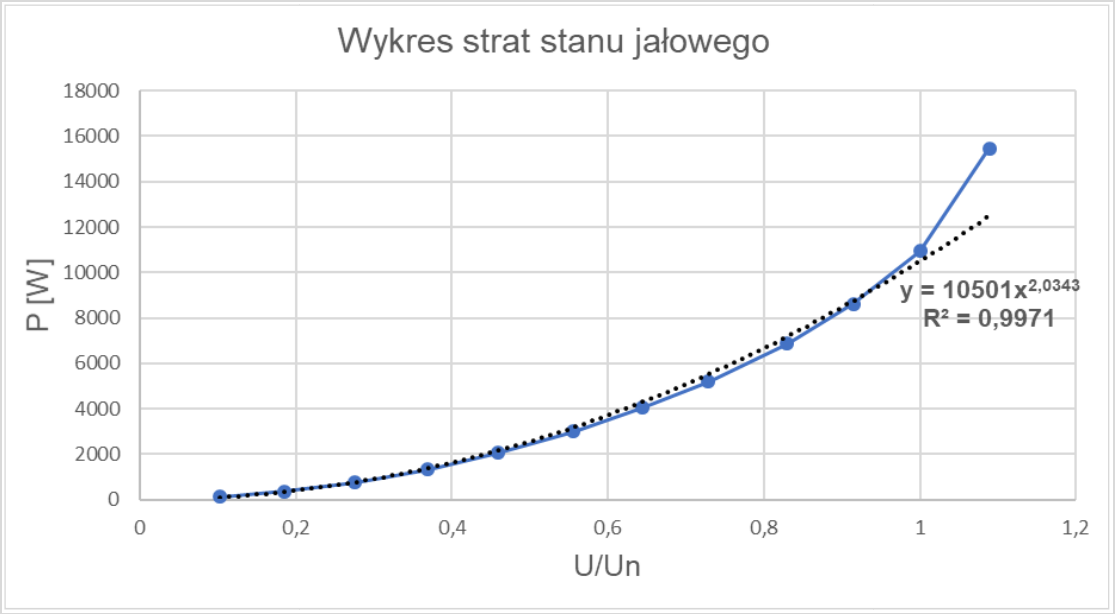
Rys. 3. *Wykresy strat stanu jałowego w zależności od napięcia na transformatorze o mocy 25MVA przy zasilaniu jednofazowym*

Jak można zauważyć, zależność strat od napięcia, w zakresie niskich napięć do 8kV ma charakter wykładniczy. Następnie wyznaczono zależność strat trójfazowych od napięcia, w szerokim zakresie napięć od minimalnej wartości około 1kV do ok. 1,1 napięcia znamionowego U_n. Pomiary przeprowadzono dla kolejnego transformatora 25MVA o dolnym napięciu 16,5kV. Uzyskane wyniki podano w tabeli 1.

Tabela 1.

Napięcie średnie [V]	U/U_n	Prąd średni [A]	Moc [W]
1699	0,103	0,0465	111,5
3055	0,185	0,0751	345,6
4533	0,275	0,104	746,8
6093	0,369	0,133	1330
7571	0,459	0,161	2042
9174	0,556	0,193	2998
10630	0,644	0,224	4036
12029	0,729	0,256	5200
13687	0,830	0,299	6861
15101	0,915	0,355	8621
16492	1,000	0,508	10946
17966	1,089	1,804	15456

Wyniki te przedstawiono również w formie graficznej na rys. 4. W celu wyznaczenia funkcji opisującej zależność strat od napięcia sporządzono wykres $P=f(U/U_n)$.



Rys. 4. *Zależność strat stanu jałowego od stosunku U/Un i jej aproksymacja za pomocą wykresu* $y=10501x^{2,0343}$

Zestawienie różnic między wielkościami pomierzonymi a uzyskanymi z wykresu wykładniczego po aproksymacji przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2.

Napięcie U [V]	U/U_n	Straty z wykresu po aproksymacji [W]	Straty rzeczywiste [W]	Różnice [W]
1699	0,103	111,9	111,5	0,4
3055	0,185	369,3	345,6	23,7
4533	0,275	824,2	746,8	77,4
6093	0,369	1504,4	1330	174,4
7571	0,459	2340,2	2042	298,2
9174	0,556	3459,0	2998	461,0
10630	0,644	4667,7	4036	631,7
12029	0,729	6002,7	5200	802,7
13687	0,830	7806,2	6861	945,2
15101	0,915	9534,7	8621	913,7
16492	**1,000**	**11406,8**	**10946**	**460,8**
17966	1,089	13577,0	15456	-1879,0

Jak można zauważyć, dla napięcia znamionowego (U/U_n=1) różnice między stratami pomierzonymi a wyliczonymi na podstawie krzywej po aproksymacji wynoszą 460,8W, co stanowi około 4% wielkości pomierzonej.

4. Omówienie wyników pomiarów strat stanu jałowego

Aproksymacja wykresu strat stanu jałowego wykazała możliwość bardzo dobrego odwzorowania za pomocą krzywej wykładniczej. Stąd podjęto próbę wyznaczenia strat trójfazowych na podstawie wartości pomierzonych w układach jednofazowych.

W ramach dalszego etapu prac wykonano pomiar strat przy obniżonym napięciu 380V, 1000V, 2000V, 4000V i 8000V dla kolejnego transformatora w eksploatacji i podjęto próbę ich przeliczenia na straty znamionowe. Pomiar strat stanu jałowego przy obniżonym napięciu wykonano w układach UST przedstawionych na rys. 2. W tabeli 3 zamieszczono wyniki pomiarów przeprowadzonych na transformatorze o mocy 25MVA i przekładni 115/16,5kV.

Tabela 3.

Pomiar	U (kV)	I (mA)	L (H)	P (W)	Opis
1	0,397	24,5	71,3	6,65	Pomiar 2U-2V Zwarte 2U-2W
2	1,000	43,2	117,6	33,46	
3	2,001	68,7	182,6	117,60	
4	4,002	113,1	332,4	421,86	
5	7,970	201,6	498,3	1522,66	
6	0,101	17,2	23,1	1,00	Pomiar 2U-2W Zwarte 2V-2W
7	0,401	36,4	46,5	9,54	
8	0,798	56,9	63,4	32,03	
9	1,000	66,1	70,6	48,04	
10	2,002	106,0	100,4	168,91	
11	3,991	172,7	151,1	598,89	
12	5,991	233,1	198,4	1263,82	
13	0,100	11,1	37,0	0,69	Pomiar 2V-2W Zwarte 2U-2V
14	0,203	16,2	52,4	2,13	

15	0,403	24,3	74,8	6,86	
16	0,799	37,5	106,7	23,01	
17	0,999	43,5	120,5	34,31	
18	1,997	69,8	186,3	120,78	
19	3,994	115,4	334,9	431,40	
20	5,998	159,4	471,6	912,57	
21	8,006	207,1	488,6	1572,17	

Trójfazowe straty stanu jałowego transformatora wyznaczono korzystając ze wzoru (1)

$$P_{0\,pom} = \frac{P_{0UV} + P_{0UW} + P_{0VW}}{2} \tag{1}$$

gdzie:
P_{0pom} - straty pomierzone przy obniżonym napięciu,
$P_{0UV,}$ P_{0UW}, P_{0VW} - straty stanu jałowego przy zasilaniu jednofazowym.

W celu przeliczania strat stanu jałowego pomierzonych przy obniżonym napięciu na straty przy napięciu znamionowym skorzystano z zależności potęgowej opisującej zmiany strat w funkcji napięcia. Przeliczenia wykonano korzystając ze wzoru (2), w którym zaproponowano uśredniony wykładnik potęgi równy 1,9 uzyskany z aproksymacji wykresów zmian strat stanu jałowego w funkcji napięcia (rys. 5).

$$P_{0ZN} = P_{0\,pom} * \left(\frac{U_n}{U_{pom}} \right)^{1,9} \tag{2}$$

gdzie:
P_{0ZN} - straty stanu jałowego przy napięciu znamionowym,
P_{0pom} - straty stanu jałowego pomierzone przy napięciu obniżonym,
U_n - napięcie znamionowe,
U_{pom} – napięcie, przy którym wykonano pomiaru strat stanu jałowego.

Zestawienie wykonanych przeliczeń strat stanu jałowego na warunki znamionowe dla transformatora o mocy 25 MVA przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4.

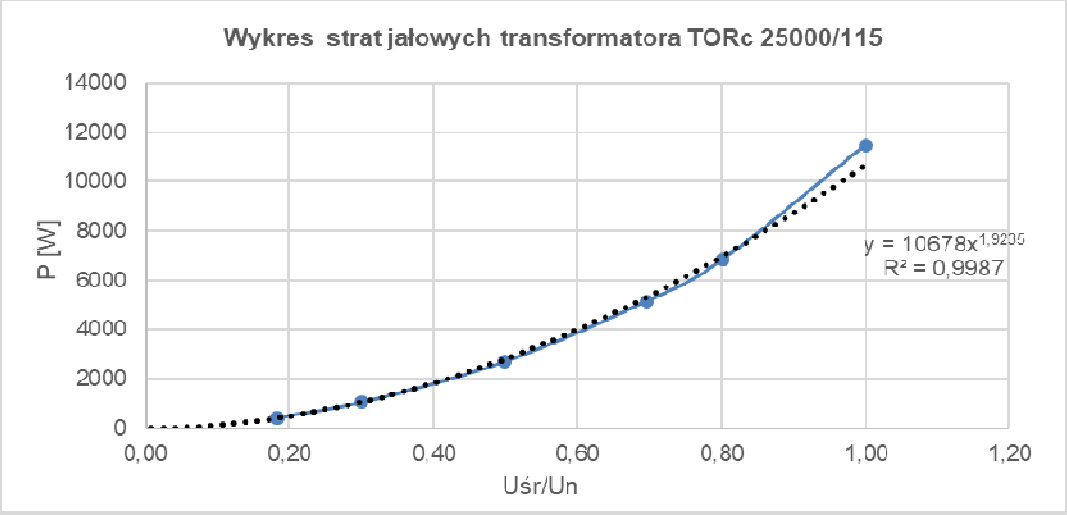
U_{pom} [kV]	$U_{śr}$ [kV]	P [W]	P_{0pom} [W]	U_n/U_{pom}	$(U_n/U_{pom})^{1,9}$	P_{0ZN} [W]
0,397	0,4006	6,65	11,525	41,198	1170,23	13487
0,401		9,54				
0,403		6,86				
0,999	0,999	33,46	57,905	16,506	205,85	11919
1,000		48,04				
0,999		34,31				
2,001	2,000	117,6	203,6	8,247	55,87	11215
2,002		168,9				
1,997		120,7				
4,0016	3,995	421,8	726,05	4,129	14,793	10745
3,9907		598,9				
3,9941		431,4				

Przeprowadzone wcześniej pomiary strat stanu jałowego tego transformatora wykonane w wytwórni w zakresie napięć od 3029V do 19804V zestawiono w tabeli 5.

Tabela 5.

U/U_n [%]	U_1 [V]	U_2 [V]	U_3 [V]	$U_{śr}$ [V]	I_1 [A]	I_2 [A]	I_3 [A]	$I_{śr}$ [A]	P [W]
0,18	3034	3043	3010	3029	0,117	0,089	0,069	0,092	424
0,30	4968	4978	4929	4958	0,167	0,132	0,096	0,132	1046
0,50	8253	8262	8206	8240	0,255	0,203	0,148	0,202	2694
0,70	11505	11513	11462	11493	0,374	0,289	0,224	0,296	5149
0,80	13220	13229	13227	13225	0,469	0,355	0,291	0,372	6833
1,00	**16502**	**16513**	**16476**	**16497**	**0,933**	**0,683**	**0,637**	**0,751**	**11475**
1,02	16799	16812	16774	16795	1,043	0,769	0,723	0,845	12128
1,04	17168	17181	17143	17164	1,231	0,910	0,877	1,006	13022
1,06	17515	17529	17490	17511	1,496	1,116	1,093	1,235	14064
1,08	17834	17853	17812	17833	1,862	1,405	1,394	1,554	15195
1,10	18171	18193	18148	18171	2,456	1,882	1,889	2,076	16586
1,12	18480	18507	18459	18482	3,321	2,595	2,623	2,846	18100
1,14	18799	18831	18778	18803	4,652	3,728	3,789	4,056	19590
1,16	19103	19141	19082	19109	6,494	5,356	5,455	5,768	21390
1,18	19411	19477	19426	19438	11,091	9,796	9,718	10,202	24100
1,20	19787	19857	19768	19804	15,987	14,762	14,674	15,141	27310

Wykres zmian strat stanu jałowego w funkcji napięcia przedstawiono na rys. 5.



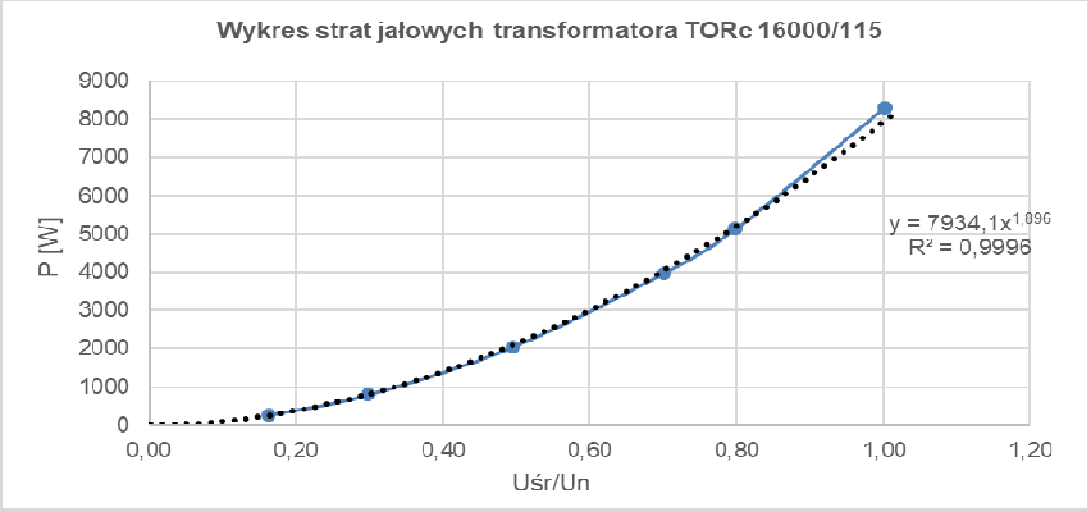
Rys. 5. *Wykres strat stanu jałowego w zależności od napięcia*

Jak można zauważyć, znamionowe straty stanu jałowego wynoszą 11475W, natomiast przeliczone ze strat pomierzonych przy obniżonym napięciu o wartości 1000V wynoszą 11919W. Różnica między tymi wartościami wynosi 444W, co stanowi około 3,9% wartości znamionowej. W omawianym przypadku współczynnik determinacji, który jest miarą jakości przyjętego modelu wynosi R^2=0,9987, co wskazuje na bardzo dobre dopasowanie wykresu. Kolejne pomiary wykonano w wytwórni na transformatorze o mocy 16MVA. Wyniki pomiarów strat stanu jałowego w zakresie napięć od 2685V do 19809V zamieszczono w tabeli 6.

Tabela 6.

U/U_n [%]	U_1 [V]	U_2 [V]	U_3 [V]	$U_{śr}$ [V]	I_1 [A]	I_2 [A]	I_3 [A]	$I_{śr}$ [A]	P [W]
0,16	2685	2690	2660	2678	0,079	0,063	0,044	0,062	258
0,30	4937	4947	4897	4927	0,123	0,104	0,067	0,098	794
0,50	8197	8207	8145	8183	0,186	0,159	0,103	0,149	2046
0,70	11591	11599	11538	11576	0,263	0,218	0,147	0,209	3979
0,80	13198	13204	13148	13183	0,307	0,251	0,175	0,244	5138
1,00	**16519**	**16574**	**16479**	**16524**	**0,459**	**0,353**	**0,280**	**0,364**	**8294**
1,02	16827	16831	16788	16815	0,482	0,369	0,298	0,383	8657
1,04	17160	17165	17127	17151	0,511	0,388	0,319	0,406	9074
1,06	17503	17507	17465	17492	0,547	0,412	0,346	0,435	9532
1,08	17786	17791	17750	17776	0,583	0,437	0,374	0,465	9937
1,10	18188	18192	18152	18177	0,648	0,482	0,425	0,518	10538
1,12	18500	18505	18465	18490	0,712	0,529	0,479	0,573	11091
1,14	18839	18845	18805	18830	0,813	0,509	0,557	0,626	11720
1,16	19106	19113	19073	19097	0,914	0,673	0,639	0,742	12299
1,18	19470	19480	19438	19463	1,106	0,815	0,794	0,905	13168
1,20	19809	19823	19779	19804	1,355	1,009	1,002	1,122	14121

Wykres strat stanu jałowego w zależności od zmian napięcia zasilającego przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. *Wykres strat stanu jałowego w zależności od napięcia*

Wykres wyznaczony z pomiarów oraz wykładnicza linia trendu pokrywają się niemalże w całym zakresie. Współczynnik determinacji w omawianym przypadku wynosi R^2=0,9996. Dla potwierdzenia możliwości wykonania przeliczeń strat pomierzonych przy obniżonym napięciu na straty występujące przy napięciu znamionowym, wykonano odpowiednie pomiary na transformatorze w eksploatacji. Wyniki zamieszczono w tabeli 7.

Tabela 7.

Pomiar	U (kV)	I (mA)	L (H)	P (W)	Opis
1	0,399	5,32	288,6	1,17	Pomiar 2U-2V Zwarte 2U-2W
2	1,000	17,38	251,7	11,78	
3	2,002	26,59	400,9	42,21	
4	2,994	34,15	572,0	88,33	

5	3,999	41,03	795,9	149,44	
6	5,956	50,30	1512,8	285,55	
7	0,399	21,77	75,3	5,43	
8	1,001	39,35	118,7	28,47	
9	1,999	61,13	188,2	100,73	Pomiar 2U-2W
10	2,999	79,36	270,6	210,90	Zwarte 2V-2W
11	3,992	95,55	383,0	353,63	
12	5,976	126,24	750,4	726,92	
13	0,398	30,00	54,2	7,41	
14	0,998	55,74	80,1	38,78	
15	2,001	90,38	111,5	139,13	Pomiar 2V-2W
16	3,008	120,46	139,5	295,87	Zwarte 2U-2V
17	3,985	146,10	168,7	495,95	
18	5,999	192,05	239,4	1040,45	

W oparciu o straty stanu jałowego pomierzone przy obniżonym napięciu równym 1000V wyliczono straty stanu jałowego transformatora przy napięciu znamionowym. Wyniki przeliczeń zamieszczono w tabeli 8.

Tabela 8.

U_{pom} [kV]	$U_{śr}$ [kV]	P [W]	P_{0pom} [W]	U_n/U_{pom}	$(U_n/U_{pom})^{1,9}$	P_{0ZN} [W]
0,399		1,17				
0,399	0,3986	5,43	7,005	41,39	1180,59	8270,033
0,398		7,41				
1		11,78				
1,001	1	28,47	39,515	16,5	205,69	8127,8404
0,998		38,78				
2,002		42,21				
1,999	2,001	100,73	141,035	8,246	55,06	7765,3871
2,001		139,13				
3,999		149,44				
3,992	3,992	353,63	499,51	4,13	14,8	7392,748
3,985		495,95				

Jak można zauważyć, wielkość strat stanu jałowego pomierzona przy obniżonym napięciu 1000V i przeliczona do napięcia znamionowego różni się od znamionowej o 167W. Procentowa różnica wynosi około 2%. W omawianym przypadku, przy przeliczeniu strat pomierzonych przy napięciu 398V na napięcie znamionowe, różnice są pomijalne i wynoszą tylko 24W.

5. Podsumowanie

W celu uzyskania dodatkowych informacji diagnostycznych o zmianach i nieprawidłowościach występujących w transformatorze celowe byłoby poszerzenie zakresu prób fabrycznych nowych jednostek o pomiar strat przy obniżonym napięciu w układach jednofazowych. Wskazane jest wykonywanie tych pomiarów przy dwóch różnych napięciach np. 400V i 1000V. Po przeliczeniu wyników na napięcie znamionowe należałoby wybrać wariant, w którym uzyskano najlepszą zbieżność. Wynik ten będzie stanowić podstawę (*fingerprint)* do oceny stanu rdzenia i uzwojeń w eksploatacji. Przeprowadzanie tego pomiaru będzie szczególnie

uzasadnione wtedy, gdy zachodzi podejrzenie powstania w uzwojeniu transformatora zwarć zwojowych, doziemień, obwodów zwartych w rdzeniu oraz zwarć w drutach równoległych. W celu wykrycia ewentualnych doziemień punkt neutralny w czasie pomiarów powinien być uziemiony.

W przypadku posiadania wyników fabrycznych pomiarów strat stanu jałowego przy obniżonym napięciu różnica w przeliczonej wartości strat w eksploatacji nie powinna przekraczać dopuszczalnej tolerancji dla strat stanu jałowego podanej w normie PN-EN 60076-1. Jeżeli nie wykonano pomiarów w fabryce, przyjmuje się występowanie większych różnic, do 30% pierwotnie–pomierzonej wartości. Wartość ta będzie możliwa do ustalenia na podstawie pomiarów wykonanych na transformatorach w eksploatacji. Występowanie większych różnic może wskazywać na symptomy występowania nieprawidłowości. W celu wyeliminowania dodatkowych czynników wpływających na wyniki, przed przystąpieniem do pomiarów należy rozmagnesować rdzeń, albo wykonywać pomiar w pierwszej kolejności po wyłączeniu transformatora.

6. Wnioski końcowe

- Przeprowadzone pomiary i przeliczenia wykazały możliwość wyznaczenia znamionowych strat stanu jałowego transformatora na podstawie pomiarów strat wykonanych przy obniżonym napięciu.
- Pomiar strat stanu jałowego w eksploatacji pozwala na wykrycie zwarć w obwodzie magnetycznym, w drutach równoległych oraz doziemień.
- Celowe byłoby rozszerzenie zakresu prób fabrycznych transformatorów o pomiary strat stanu jałowego przy obniżonym napięciu.

7. Literatura

[1] Jezierski E.: Transformatory Podstawy Teoretyczne. Wydanie trzecie poprawione i uzupełnione. Wydawnictwo Naukowo Techniczne Warszawa.
[2] Jabłoński M.: Transformatory, Łódź 1994.
[3] PN-EN 60076-1:2011 Transformatory - Część 1: Wymagania ogólne.
[4] M4000 Insulation Analyzer. Users Guide. Materiały firmy Doble wyd. 2000r.
[5] Doble Test Procedures. Materiały firmy Doble wyd. 2004r.

NOWE MODUŁY I URZĄDZENIA W MONITORINGU ON-LINE TRANSFORMATORÓW MOCY

NEW MODULES AND DEVICES IN ON-LINE MONITORING OF POWER TRANSFORMERS

Marek Andrzejewski, Wiesław Gil
MIKRONIKA

Streszczenie: *W obecnie oddawanych do użytku systemach monitorowania transformatorów mocy są stosowane urządzenia wyposażone w nowe funkcjonalności, na przykład analizatory zawilgocenia oleju i zawartości gazów o większej ilości analizowanych gazów. Coraz szerzej korzysta się z modułów monitorowania izolatorów przepustowych o polepszonych właściwościach, opartych o metodę napięciową. Ukończono prototypowe wdrożenia modułów monitorowania wyładowań niezupełnych, a także prace nad nowatorskimi rozwiązaniami w tym zakresie. Wdrożono niestosowane do tej pory rozwiązania komunikacyjne, takie jak komunikacja redundantna i wbudowane web-serwery. Nadal jednak brak unormowań i wytycznych dotyczących bezpieczeństwa, które należy wprowadzić w systemach monitoringu transformatorów on-line.*

Słowa kluczowe: *Monitoring on-line, analizatory zawartości gazów i zawilgocenia oleju, wyładowania niezupełne, izolatory przepustowe*

1. Wprowadzenie

Od ponad dwunastu lat są wdrażane w Polsce systemy monitoringu transformatorów mocy, obejmujące jednostki o mocy od 160 do 500 MVA, pracujące w sieci Operatora Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP). Obecnie pracuje ponad 90 takich instalacji, z których około 85 wyprodukował i wdrożył jeden dostawca, w oparciu o zmodyfikowaną w 2012 roku, standardową specyfikację funkcjonalną „System Monitoringu Autotransformatorów" [1], bazującą na opracowaniu z roku 2005, wykonanym przez grupę osób zasłużonych dla rozwoju techniki transformatorowej. Stabilizacja wymagań dla tych systemów spowodowała, że wszystkie mają taką samą budowę i zasady funkcjonowania, a zatem łatwiejszą obsługę, metody wdrażania i koszty serwisowania. Jest to bezsprzecznie ich zaletą. Budowa i działanie tych systemów jest omówiona na przykład w opracowaniach podanych w literaturze do niniejszego artykułu [2, 3]. Negatywnym aspektem wspomnianej stabilizacji wymagań jest to, że przynajmniej do niedawna, systemy te omija dokonujący się postęp techniczny.

Wdrażanie z rezerwą przez Operatora KSP nowych urządzeń, takich jak pięcio- i więcej gazowe analizatory zawartości gazów i wody, nowości w zakresie monitorowania izolatorów przepustowych, układów monitoringu wyładowań niezupełnych, uzasadnia z pewnością analiza potrzeb, wysokie koszty tych nowości, a także oczekiwanie na ustabilizowanie techniczne i technologiczne.

Nad pewną nową grupą zagadnień nie możemy jednak przejść do porządku dziennego. Obejmuje ona nowe zjawiska, jakim są zagrożenia bezpieczeństwa systemów informatycznych i związane z nimi oczekiwania, dotyczące zapewnienia wymaganego poziomu ich bezpieczeństwa. Między innymi chodzi o zasady, na jakich ma być organizowany i zapewniony bezpieczny zdalny dostęp do systemów monitoringu. Można stwierdzić, że brak odnośnych

uregulowań uniemożliwia realizację szeregu funkcjonalności systemów monitoringu transformatorów on-line, w tym analiz eksperckich zgromadzonych danych. Bez wspomnianych uregulowań nie jest i nie będzie także możliwa budowa całej klasy systemów rozległych, o których zakładano, że będą przeznaczone do monitorowania dużych populacji transformatorów dystrybucyjnych średniej mocy. Brak działań normalizacyjnych w tym zakresie stanie się istotnym ograniczeniem rozwoju wszelkich systemów monitoringu w energetyce w najbliższej przyszłości.

Odmienną sytuację obserwujemy w systemach monitorowania transformatorów blokowych, wdrażanych w budowanych lub modernizowanych blokach energetycznych w Opolu, Turowie i Jaworznie. Specyfikacje techniczne dla tych inwestycji wręcz nakazywały zastosowanie nowych urządzeń i rozwiązań systemowych. Wśród nich są analizatory zawilgocenia oleju i gazów o większej ilości analizowanych gazów, a także systemy monitorowania izolatorów przepustowych oparte o zmodyfikowaną metodę napięciową. W tych systemach wdrożono również rozwiązania komunikacyjne, takie jak komunikacja redundantna, wbudowane web-serwery, zdalny dostęp, oparte na technikach sieciowych. Mają one pozytywny wpływ na bezpieczeństwo informatyczne systemów monitoringu transformatorów, pracujących w elektrowniach.

Od wielu lat prowadzone są prace badawcze nad wykorzystaniem zjawisk towarzyszących wyładowaniom niezupełnym, występującym w transformatorach energetycznych, do jak najwcześniejszego wykrywania oznak degradacji ich izolacji. Na jednej ze stacji przesyłowych zrealizowano prototypowe wdrożenie modułów monitorowania wyładowań niezupełnych. Opracowano także i sprawdzono w warunkach stacyjnych nowe rozwiązania w tym zakresie w ramach projektu w części finansowanego przez NCBiR.

Nowe urządzenia i moduły zwiększają możliwości systemów monitoringu, poszerzając gamę dostępnych środków technicznych. Przedstawimy zatem aspekty techniczne wdrażanych nowości i pierwsze wnioski z ich wdrożenia.

2. Analizatory zawilgocenia i zawartości gazów w oleju

W ostatnich latach pojawiły się urządzenia do pomiaru zawartości gazów i zawilgocenia oleju w transformatorze w trybie on-line, mierzące większą liczbę gazów. Zwiększyła się także grupa producentów, co zaowocowało spadkiem cen. W tabeli 1 pokazano parametry pomiarowe dwóch urządzeń. Producent oferuje ten aparat w wersji 5. gazowej i w wersji 8. gazowej.

Tab. 1. Wielkości mierzone przez analizator 5-gazowy oraz 8-gazowy

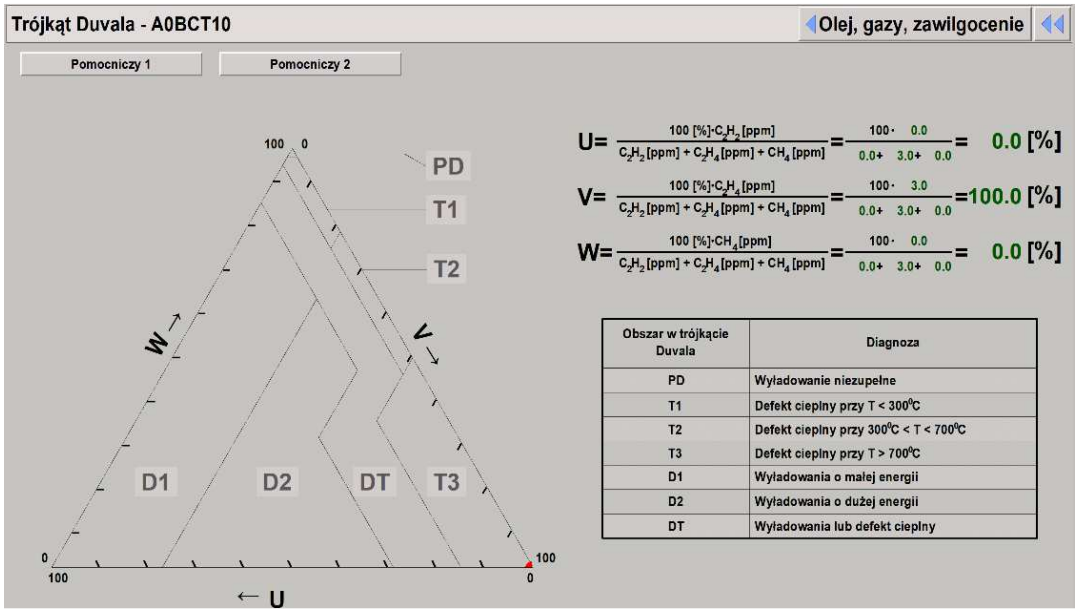
Rodzaj substancji	zakres [ppm, %]		niepewność [%, ppm]	
	Hydrocal 1005	Hydrocal 1008	Hydrocal 1005	Hydrocal 1008
wodór H_2	0 ... 2.000	0 ... 2.000	±15 % ±25	±15 % ±25
metan CH_4	Brak	0 ... 2.000	Brak	±20 % ±25
tlenek węgla CO	0 ... 5.000	0 ... 5.000	±20 % ±25	±20 % ±25
acetylen C_2H_2	0 ... 2.000	0 ... 2.000	±20 % ±5	±20 % ±5
etylen C_2H_4	0 ... 2.000	0 ... 2.000	±20 % ±10	±20 % ±10
dwutlenek węgla CO_2	Brak	0 ... 20.000	Brak	±20 % ±25
etan C_2H_6	Brak	0 ... 2.000	Brak	±20 % ±15
zawilgocenie H_2O	0 ... 100	0 ... 100	±3 % ±3	±3 % ±3

W istocie analizator 5. gazowy to analizator 4. gazowy, a analizator 8. gazowy to analizator 7. Gazowy, gdyż producent zakłada, że woda w postaci pary wodnej to także gaz w oleju. Analizator, który nie mierzy zawartości metanu, uniemożliwia realizację wnioskowania o przyczynach zmian zawartości gazów na podstawie trójkąta Duvala. Tego rodzaju analizatory zostały wdrożone do monitorowania transformatorów w jednym z nowobudowanych bloków energetycznych i w jednym z modernizowanych. W kolejnej elektrowni podjęto decyzję o instalacji analizatorów 8. gazowch, implementując w oprogramowaniu funkcję trójkąta Duvala on-line oraz wskaźniki Rogersa. Wskaźniki te są wyznaczane ze stosunku gazów R_1= C_2H_2/ C_2H_4; R_2= CH_4/H_2; R_3= C_2H_4/ C_2H_6; R_4= C_2H_6/ CH_4, mierzonych przez aparat Hydrocal 1008. Kryteria wnioskowania można sparametryzować dla metody Rogersa [4], metody Rogersa zmodyfikowanej [4] i metody opartej na IEC 60599 [5]. W oparciu o zależności pomiędzy stosunkami gazów można wnioskować o przyczynie generacji gazów palnych. Można rozpoznać następujące stany: stan normalny, wyładowania łukowe z małą energią, wyładowanie łukowe z dużą energią, uszkodzenie termiczne <150 st. C, wyładowania niezupełne, wyładowania niezupełne ze ścieżkami przewodzącymi, uszkodzenie termiczne spowodowane prądami pomiędzy rdzeniem a kadzią, uszkodzenie typu zwarcie międzyzwojowe, uszkodzenie termiczne 150-200st C i uszkodzenie termiczne 200-300st. C.

Na rysunku 1 pokazano ekran systemu monitoringu, przedstawiający powyższe funkcjonalności. Widać na nim informację o przyczynie uszkodzenia. W systemie zaimplementowano również wnioskowanie w oparciu o trójkąt Duvala oraz jego wersje uzupełniające, tj. trójkąt pomocniczy 1 oraz 2. Na ekranie pokazywany jest także wynik wnioskowania. Po otwarciu okna **Trójkąt Duvala - diagnostyka**, przechodzi się do szczegółowych informacji, pokazanych na rysunku 2. Ekran prezentuje aktualną wartość stosunku gazów dla poszczególnego trójkąta. Czerwony punkt określa obszar w jakim znajduje się pomiar. Podawana jest syntetyczna informacja o rezultacie diagnostyki.

Transformator	A0BAT10	A0BAT20	A0BAT30	A0BBT10	A0BBT20	A0BCT10
Stosunek gazów - acetylen C_2H_2 / etylen C_2H_4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Stosunek gazów - metan CH_4 / wodór H_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Stosunek gazów - etylen C_2H_4 / etan C_2H_6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Stosunek gazów - etan C_2H_6 / metan CH_4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Stosunki Rogersa - diagnostyka	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń
Wnioskowanie zgodne z IEC 60599	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń	Brak uszkodzeń
Wilgotność względna RH% oleju [%]	7.3	5.4	7.3	9.1	5.4	7.2
Wilgotność względna RH% oleju - średnia za ostatnie 24h [%]	5.6	4.2	4.6	5.7	3.4	4.6
Zawartość H_2O w oleju [ppm]	4.0	3.0	4.0	5.0	3.0	4.0
Zawartość H_2O w oleju - średnia za ostanie 24h [ppm]	3.0	2.2	3.0	3.7	2.2	3.0
Wzrost zawartości wody w oleju – 24h [ppm/24h]	4.0	3.0	4.0	5.0	3.0	4.0
Wzrost zawartości wody w oleju – 30 dni [ppm/30 dni]	4.0	3.0	4.0	5.0	3.0	4.0
Względna zawartość wilgoci w izolacji uzwojeń [%]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Poziom oleju [%]	36.3	28.1	21.9	41.9	30.6	45.0
Trójkąt Duvala - diagnostyka	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny
Zabezpieczenia fabryczne	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny	Stan normalny

Rys. 1. Ekran systemu monitoringu dla wnioskowania na podstawie metody Rogersa oraz IEC 60599



Rys. 2. *Ekran systemu monitoringu dla wizualizacji trójkąta Duvala – wersja podstawowa*

Niekiedy zakłada się, że analizatory zawartości gazów i zawilgocenia oleju staną się mini systemami monitoringu transformatora. Uzupełnia się je modułami wyjść i wejść dwustanowych, do których podłącza się sygnały, na przykład z układu chłodzenia. Do dodatkowych wyjść analogowych podłącza się sygnalizacje poziomów ostrzeżeń dla poszczególnych mierzonych gazów. Analizator jest wyposażany w dodatkowy interfejs, umożliwiający współpracę z modułem monitorującym izolatory przepustowe. Komunikacja może być realizowana w protokole Modbus RTU, IEC 61850 lub protokole fabrycznym. Istotnym ograniczeniem omawianych aparatów jest to, iż pełną funkcjonalność w zakresie ustawiania progów ostrzeżeń i alarmów, czasu, parametrów wejść i wyjść oraz wszelkich innych nastaw umożliwia niestandardowe, dedykowane oprogramowanie fabryczne. Jest to przejaw „monopolizacji technologicznej", z którą nie należy się godzić. Możliwości protokołu transmisyjnego, w którym dostępne są dane pomiarowe, są bardzo zubożone. Utrudnia to integrację z innymi systemami i tworzenie rozbudowanych, rozległych systemów monitoringu transformatorów.

3. Rozbudowane urządzenia do monitorowania izolatorów przepustowych

Urządzenia do monitorowania izolatorów przepustowych w trybie on-line konstruowane są w oparciu o tak zwaną metodę prądową lub metodę napięciową [6]. Z reguły wykonują one pomiar wartości pojemności C1 oraz tgδ, tj. wskaźników izolacji izolatorów przepustowych. Metoda prądowa polega na pomiarze prądu upływu, wpływającego od zacisku pomiarowego izolatora przepustowego będącego pod napięciem do potencjału GND całego układu. Metoda napięciowa polega na pomiarze napięcia na kondensatorze referencyjnym, który z jednej strony jest dołączony do zacisku pomiarowego, a z drugiej strony do potencjału GND. Obie metody wymagają stosowania specjalnych sond pomiarowych i układów przetwarzających. Do niedawna częściej stosowano urządzenia i układy monitoringu oparte o metodę prądową, z uwagi na prostszy układ pomiarowy. W obu metodach należy także uwzględniać asymetrię napięć występujących w liniach, do których dołączone są izolatory przepustowe. Jeśli ta zasada

nie jest stosowana, otrzymywane wyniki są obarczone bardzo dużym błędem, a więc wartość informacji z systemu monitoringu jest niewielka.

Ostatnio kilku producentów układów monitoringu izolatorów przepustowych zaprezentowało nowe rozwiązania oparte o metodę napięciową. Przyczyniła się do tego zapewne możliwość oceny oddziaływania szybkich przepięć oddziaływujących na izolator przepustowy - oprócz funkcji monitorowania wskaźników jakości izolacji. **Warto podkreślić, że na kilku stacjach energetycznych Operatora KSP zainstalowano już przed kilku laty systemy monitoringu izolatorów przepustowych on-line krajowego producenta, identyfikujące i rejestrujące szybkie przepięcia typu „transients" [2,3].**

W 2015 roku CIGRE opublikowało broszurę numer 642 [7], w której zaprezentowano statystyki dotyczące wpływu przepięć na izolatory przepustowe zainstalowane na dławikach kompensacyjnych oraz na transformatorach mocy. Oddziaływanie szybkich przepięć „transients" (1 do 50 µs) na izolatory przepustowe był także jednym z tematów dyskusji na sesji generalnej CIGRE w 2018 roku.

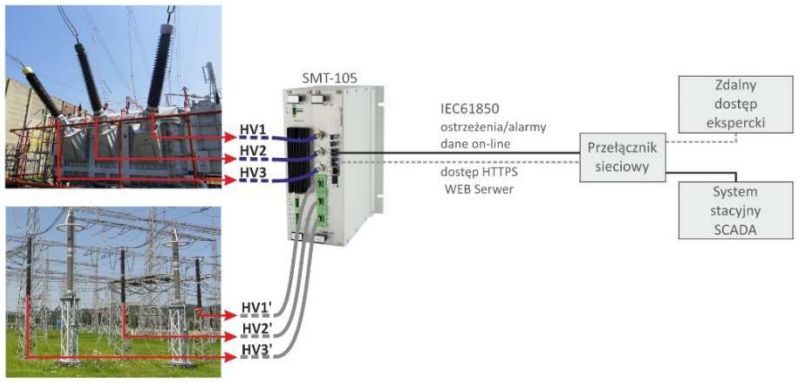
Przepięcia powstające w wyniku zjawisk łączeniowych i awarii, wpływają na izolatory przepustowe transformatorów i dławików oraz na izolację uzwojeń. Wartości napięć podczas takich zaburzeń mogą osiągać poziomy porównywalne z wartościami podczas prób udarowych dla tych urządzeń. Występujące niekiedy przebiegi rezonansowe o czasach narastania poniżej 1 µs i wielotysięcznych zmianach wartości napięć, bez wątpienia powodują powstawanie wyładowań niezupełnych.

Z dostępnych statystyk wynika, że przepięcia mogą skracać czas życia izolatorów przepustowych lub wywoływać awarie o gwałtownym przebiegu. Pogarszają one stan izolacji transformatora lub dławika kompensacyjnego. Osobny problem stanowią wyładowania atmosferyczne, których wpływ powinien być skutecznie ograniczany poprzez prawidłowo zaprojektowaną ochronę odgromową.

Należy zatem monitorować występowanie powyższych zjawisk w sieci elektroenergetycznej i oceniać ich wpływ na stan infrastruktury. Stosowane na stacjach elektroenergetycznych przekładniki pomiarowe posiadają ograniczone pasmo przenoszenia sygnału, typowo do około 50. harmonicznej. Niekiedy jest możliwe przenoszenie sygnału do 10kHz, co jest jednak niewystarczające dla identyfikacji zaburzeń typu „transients". Jak już powiedziano, można do tego celu z powodzeniem wykorzystać układy monitoringu izolatorów przepustowych, oparte na tak zwanej „metodzie napięciowej". W czasie zeszłorocznej sesji CIGRE pojawiły się nawet opracowania na temat wykorzystania układów monitorowania izolatorów przepustowych opartych o metodę napięciową do analizy wyższych harmonicznych i przebiegów o częstotliwościach do 150kHz w związku z projektowanym rozszerzeniem wymagań pomiarowych odnośnie pomiaru częstotliwości dla celów oceny jakości energii [8].

Wdrażane ostatnio w elektrowniach układy monitoringu przepustów są zintegrowane z systemami sterowania w elektrowniach (DCS). Poszerza to możliwości identyfikacji i nadzoru zjawisk przepięciowych. W tych układach tak zwane napięcie referencyjne, stosowane do korygowania wpływu asymetrii napięcia liniowego, jest doprowadzane bezpośrednio do urządzeń pomiarowych, zainstalowanych na transformatorach blokowych, rezerwowych i pomocniczo-rozruchowych. Dotychczas wykorzystywano do tego celu dodatkowy przetwornik referencyjny, pracujący w miejscu, w którym można było zmierzyć napięcia liniowe. Potrzebne dane doprowadzano do układu pomiarowego za pomocą połączenia światłowodowego. Nowe

rozwiązanie pokazano na rysunku 3. Ogranicza ono ilość potrzebnego sprzętu, a jednocześnie umożliwia bardzo dokładnie pomiary współczynnika tgδ oraz pojemności C1 z niepewnością lepszą niż odpowiednio 0,01% oraz 1pC.



Rys. 3. *Monitoringu izolatorów przepustowych z bezpośrednim doprowadzeniem napięć referencyjnych*

Na rysunku 4 pokazano rejestrację napięcia fazowego na linii 400kV podczas załączenia transformatora blokowego. Stromy pik napięcia o wartości przekraczającej 500kV, wyzwolił rejestrację po przekroczeniu wartości napięcia fazowego, wynoszącej 370kV. Oscylacje oraz szybkie zmiany napięcia są nałożone na przebieg pierwszej harmonicznej. Przeprowadzona analiza zarejestrowanych zaburzeń wskazuje na celowość podwyższenia progu wyzwolenia rejestracji do 560kV i zwiększenia zakresu pomiarowego do 1MV dla urządzeń, pracujących w linach 400kV.

Rys. 4. Zaburzenie na izolatorze przepustowym 400kV podczas załączenia transformatora blokowego

W zainstalowanych systemach wprowadzono ocenę przepięć, na które narażone są przepusty. Grupuje się przepięcia przekraczające parametryzowany dla danej sieci poziom ochrony odgromowej, przepięcia o czasie trwania poniżej 50µs oraz przepięcia o czasie trwania w przedziale 50µs do 200ms. Gdy wystąpi przepięcie z danego przedziału, to zwiększana jest wartość odpowiedniego licznika. Rejestruje się także czas wystąpienia zdarzeń powiązanych z przepięciami, takich jak przekroczenie poziomu ochrony odgromowej, poziomu ostrzegawczego dla tgδ, wartości pojemności C1 oraz zmian tych parametrów. Dzięki temu zmiany wskaźników jakości izolacji mogą być powiązane z wielkością i intensywnością zjawisk przepięciowych.

4. Moduły monitorowania wyładowań niezupełnych on-line

Defekty powstające i rozwijające się w układach izolacyjnych urządzeń wysokonapięciowych z reguły generują wyładowania niezupełne (wnz). Zatem od wielu lat są rozwijane metody wykrywania defektów i śledzenia ich dynamiki za pomocą badań wnz metodami on-line. Metody akustyczne są oparte na analizie zjawisk akustycznych towarzyszących wnz. W przypadku analizy sygnałów wysokiej częstotliwości, mówimy o metodzie HF, a w przypadku sygnałów bardzo wysokiej częstotliwości, mówimy o metodach UHF.

Ciągły monitoring pozwala wykryć wystarczająco wcześnie symptomy zbliżającej się awarii. Odnośną analizę danych można wykonywać na podstawie trendów zmian intensywności wyładowań i korelacji przekroczeń wartości progowych parametrów charakteryzujących wnz, takich jak maksymalna amplituda, średnia amplituda, intensywność wyładowań z innymi parametrami wyznaczanymi przez monitoring transformatora. Może to być zawilgocenie izolacji papierowej, temperatura oleju, zawartość niektórych gazów palnych oraz ich wzajemne proporcje. Pomocne są także rozkłady fazowe intensywności wyładowań (ang. PRPD, Phase Related Partial Discharge).

W urządzeniach i modułach monitoringu wnz on-line z reguły stosuje się jedną metodę identyfikacji. Takie systemy nie dają jednak zadowalających rezultatów. Istotną przyczyną jest przewodowe przesyłanie sygnałów informujących o wnz. Powoduje ono, że do obwodów pomiarowych wnz wprowadzane są zakłócenia elektromagnetyczne występujące na stacjach elektroenergetycznych. Utrudniają one, a niekiedy wręcz uniemożliwiają, właściwe wyskalowanie układu. Tezę tą potwierdzają problemy, które występowały podczas uruchamiania pilotażowego systemu monitorowania wyładowań niezupełnych na jednej ze stacji KSP.

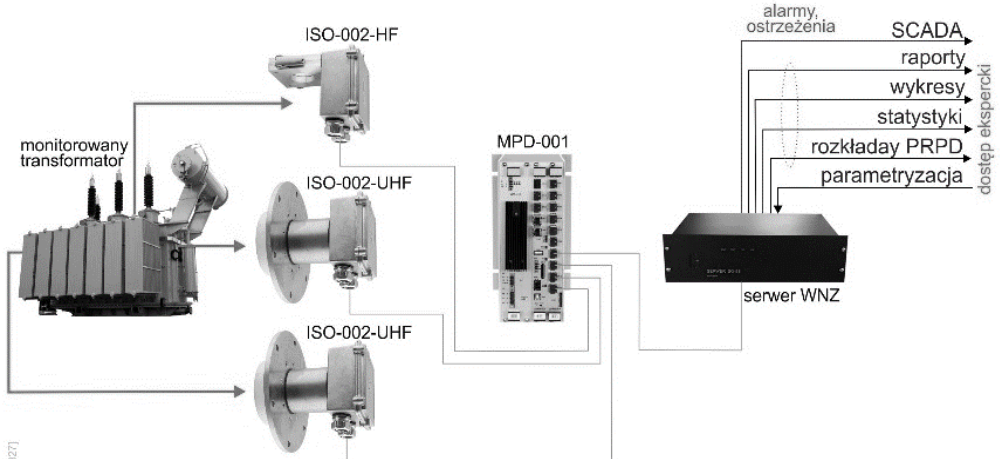
Powyższych dysfunkcji nie posiada rozwiązanie opracowane przez konsorcjum Zakładu Wysokich Napięć Instytutu Elektrotechniki Politechniki Poznańskiej i firmy Mikronika, które uzyskało dofinansowanie NCBiR.

Zaprojektowany moduł monitoringu wnz może zbierać informacje o wnz jednocześnie za pomocą metody UHF, metody HF oraz metody akustycznej. Pozwoliło to na lepsze wykrywanie wnz, a także na utworzenie nowych algorytmów rozpoznawania rodzaju zaburzeń i identyfikacji ich źródła.

Całkowicie zrezygnowano z jakiejkolwiek transmisji sygnałów analogowych, nawet na niewielkie odległości. Część pomiarową umieszczono w jednej kompaktowej sondzie wraz z odpowiednim czujnikiem lub anteną. Uzyskano tym samym bardzo dużą odporność układu na wysokoenergetyczne zaburzenia elektromagnetyczne, emitowane w bardzo szerokim spektrum częstotliwości, w bezpośrednim otoczeniu transformatora. Te zaburzenia utrudniają, a niekiedy wręcz uniemożliwiają identyfikację i analizę wnz w trybie on-line.

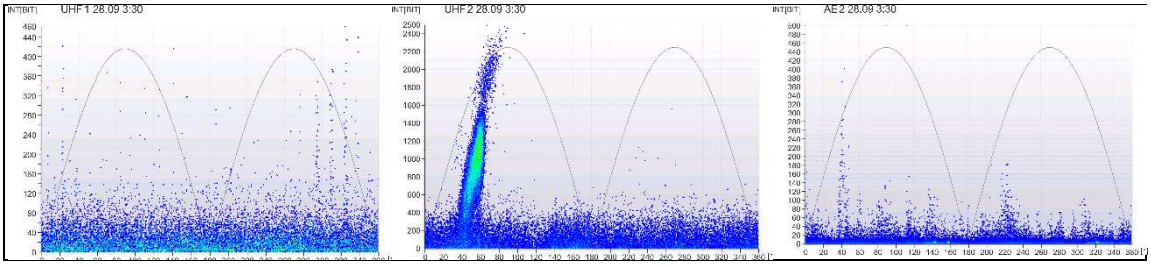
Skonstruowane sondy UHF to przetworniki pomiarowe zintegrowane z anteną UHF i układem transmisji światłowodowej, instalowane w kadzi transformatora w specjalnych, ceramicznych oknach dielektrycznych. W sondach HF zamiast anteny UHF instaluje się wysokoczuły przetwornik z dzielonym rdzeniem ferrytowym. Przewidziano także możliwość instalacji modułów pomiarowych wnz działających w oparciu o metodą akustyczną, wyposażonych w analogiczny interfejs komunikacyjny jak sondy UHF i HF. [9].

Opracowany zintegrowany moduł monitoringu wnz, pokazany na rysunku 5, uruchomiono na jednym z transformatorów dystrybucyjnych w KWB Bełchatów. Zainstalowano szafkę serwerową, w której umieszczono koncentrator danych MPD-001 oraz serwer WNZ. Serwis fabryczny FTZ Żychlin wymienił pokrywy rewizyjne na pokrywy z oknami dielektrycznymi. Zamontowano dwie sondy ISO-002-UHF w oknach dielektrycznych oraz sondę ISO-002-HF na przewodzie zerowym. Sondy UHF wyposażono w zintegrowane czujniki mikrofonowe, co stanowi przedmiot zgłoszenia patentowego. Dane rejestrowano na lokalnym serwerze, a zarejestrowane pliki transmitowano on-line do zdalnego serwera danych, do oprogramowania systemowego z modułem analitycznym. Otrzymywane dane wnz zintegrowano z mechanizmami systemowymi do prezentacji, archiwizacji i analizy wyników.



Rys. 5. *Zintegrowany moduł monitoringu wnz w trybie on-line metodą HF, UHF, EA*

Sprawdzono funkcjonowanie w rzeczywistych warunkach czujników UHF z wkładkami mikrofonowymi w gniazdach ceramicznych oraz czujników HF umieszczonych na przewodzie zerowym. Na rysunku 6 pokazano przykładowe PRPD. Sonda, oznaczona „UHF 2", zainstalowana przy przełączniku zaczepów zobrazowała zaburzenie związane ze zmianą pozycji przełącznika.



Rys. 6. *Rozkłady PRPD dla wyładowań rejestrowanych sondami UHF oraz EA*

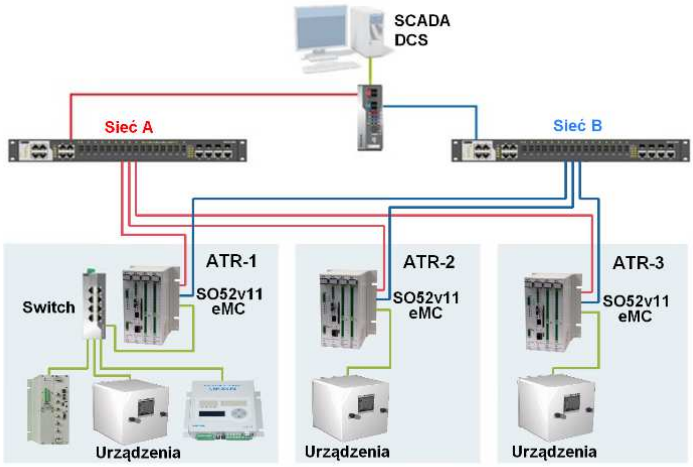
Zaimplementowano funkcje rozpoznania zmiany intensywności wyładowań oraz wystawiania ostrzeżeń i alarmów. Dane dotyczące zdarzeń wnz są pokazywane na ekranach systemowych. W tym celu zapewniono zdalny dostęp do serwera systemu. System bezawaryjnie funkcjonuje w trybie on-line. Cały czas są gromadzone dane i analizowane wnioski z jego eksploatacji.

Niniejszym bardzo dziękujemy Dyrekcji i Pracownikom Fabryki Transformatorów w Żychlinie za pomoc w zaprojektowaniu, wykonaniu i montażu sond pomiarowych, a także Dyrekcji i Pracownikom KWB Bełchatów za wyrażenie zgody na instalację systemu i pomoc w trakcie

prac montażowych. Bez wsparcia życzliwych osób zrealizowanie tego projektu nie byłoby możliwe.

5. Struktura komunikacyjna a bezpieczeństwo informatyczne

Wprowadzono zmiany w strukturze systemów dla monitoringu transformatorów blokowych. Zrezygnowano z redundantnego koncentratora danych, stosowanego dla transformatorów sieciowych. Redundancję pomiarów osiągnięto poprzez ich zwrotne przesyłanie z systemu DCS (ang. Distributed Control System) do systemu monitoringu. Instalowanie drugiego koncentratora uznano za zbyteczne, gdyż niektóre urządzenia monitoringu, takie jak np. analizatory zawartości gazów i wody w oleju, posiadają jeden interfejs komunikacyjny obsługiwany tylko przez jedno urządzenie odczytowe. W omawianych systemach dla elektrowni wdrożono redundantną komunikację w strukturze PRP (ang. Paralel Reduncancy Protocol), pokazaną na rysunku 7.



Rys.7. Struktura PRP w systemie monitoringu transformatorów blokowych

Dane z urządzeń monitorujących są przekazywane do koncentratora danych poprzez przełącznik sieciowy. Z koncentratora danych są dalej wysyłane pierwszym kanałem sieciowym A i drugim B - do serwera DCS. Serwer sprawdza poprawność obu ramek danych. Jeśli obie są poprawne, to jedna jest odrzucana. Jeśli jedna z ramek jest niepoprawna lub jej brak, to przyjmowana jest druga ramka.

Komunikacja PRP obejmuje przekazywanie danych z monitoringu do DCS oraz danych z DCS do monitoringu, który w tej aplikacji realizuje także sterowanie układem chłodzenia. Wdrożony mechanizm zapewnia bezpieczeństwo współpracy systemu DCS z systemem monitoringu.

Ochronę przed nieuprawnionym dostępem do danych zrealizowano za pomocą dwupoziomowego systemu haseł dostępu. System funkcjonuje w sieci zamkniętej bez możliwości dostępu z zewnątrz. Można by zatem zakładać, że taki sposób ochrony jest wystarczający. Niestety, istotne problemy zdarzają się w razie konieczności prac diagnostycznych i dostępu eksperckiego.

Bardziej niepokojąca sytuacja występuje w przypadku systemów monitoringu dla transformatorów sieciowych. W założeniach dla tych systemów przewidywano zdalne łącza dla dostępu eksperckiego i ewentualnych prac diagnostycznych z uwagi na ich terytorialne rozproszenie. Brak takich łączy znacznie zwiększa koszty eksploatacji tych systemów i uniemożliwia szybką, zdalną analizę danych. Można przypuszczać, że dalszy brak uregulowań w zakresie bezpieczeństwa systemów zgodnie ze standardowymi rozwiązaniami, najlepiej w formie zmienionej lub nowej specyfikacji technicznej, stanie się ograniczeniem rozwoju wszystkich systemów monitoringu.

6. Podsumowanie

Nowe 5-cio gazowe analizatory zawartości gazów i zawilgocenia oleju zastosowano w systemach monitoringu transformatorów blokowych w nowobudowanych bądź remontowanych blokach energetycznych. Po raz pierwszy zastosowano także analizatory 8-gazowe. Na podstawie większej ilości monitorowanych gazów opracowano nowe algorytmy wnioskowania o stanie transformatora.

Systemy monitoringu izolatorów przepustowych, bazujące na tak zwanej metodzie napięciowej mogą identyfikować i rejestrować przepięcia typu „transient". Powinny być gromadzone informacje statystyczne, dotyczące rodzaju i wielkości występujących przepięć. Wspomagają one podjęcie decyzji o przeprowadzeniu sprawdzeń doraźnych, zmianach warunków eksploatacji lub wymianie podzespołu. Są to jednak informacje „wrażliwe", ze względu na możliwe konsekwencje ekonomiczne, zatem muszą podlegać szczególnej ochronie.

Opracowano i przetestowano moduł monitoringu integrujący trzy metody identyfikacji wnz. Dotychczas zebrane wyniki potwierdzają bardzo dobre właściwości pomiarowe i dużą odporność zintegrowanego układu pomiarowego z anteną i światłowodowym łączem komunikacyjnym na zakłócenia stacyjne. Współpraca modułu monitoringu wnz z systemem monitoringu transformatora daje możliwość lepszej identyfikacji wyładowań niezupełnych, a z drugiej strony umożliwia tworzenie kompleksowych algorytmów wnioskowania o stanie monitorowanej jednostki.

Krytyczne stają się czynniki związane z bezpieczeństwem informatycznym systemów. Byłoby zatem wskazana pilna nowelizacja specyfikacji technicznej, określającej właściwości systemów monitoringu transformatorów. Powinna ona uregulować zasady bezpiecznego dostępu do danych oraz zdalną komunikację z tymi systemami, a także stosowanie funkcji wynikających z rozbudowy właściwości analizatorów zawartości gazów i zawilgocenia oleju, integrację nowych modułów monitoringu wyładowań niezupełnych, rejestrację przepięć i redundancję sprzętu.

7. Literatura

[1] Departament Eksploatacji PSE Operator S.A. „System Monitoringu Autotransformatorów", Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne, Konstancin-Jeziorna, lipiec 2012,

[2] M. Andrzejewski, W. Gil, R. Sobocki, "Funkcje Eksperckie w Systemie Monitoringu Transformatorów Online", „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów", Wisła, 16-18.04.2009

[3] W.Gil, W.Grzybowski, P.Wronek, "The Expert Transformer Monitoring System in Substation Structure", International Conf. on High Voltage Engineering, ICHVE 2010, New Orleans, 11-14 Oct.2010, publ. IEEE Xplore, ISBN 978-1-4244-8283-2
[4] I.B.M. Taha, "Refining DGA Methods of IEC Code and Rogers Four Ratios for Transformer Fault Diagnosis", Tanta Univ. Dep. of Electrical Engineering Faculty of Engineering, Egypt 978-1-5090-4168-8/16 2016 IEEE
[5] PN-EN 60599-2016, PKN W-wa, "Urządzenia elektryczne napełnione olejem mineralnym w eksploatacji - Zalecenia dotyczące interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych
[6] Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., "On Line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer, and Insulation System", CMD 2006, Changwong, Korea
[7] CIGRÉ WG A2.37, "Transformer Reliability Survey", Brochure 642, Paris, 2015
[8] S.Tenbohlen, C.Kattmann, T.Brugger,…"Power Quality Monitoring in Power Grids Focusing on Accuracy of High Frequency Harmonics", C4-122, CIGRE 2018, Paris
[9] M.Andrzejewski, W.Gil, W.Masłowski "Moduł Monitoringu Wyładowań Niezupełnych", Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 94 NR 10/2018

Artykuł „Nowe moduły i urządzenia w monitoringu on-line transformatorów mocy", współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ze środków Programu Badań Stosowanych w ramach projektu PBS3/A4/12/2015 pt „System monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym oparty na wykorzystaniu metod EA, HF i UHF".

BADANIA WYSOKOCZĘSTOTLIWOŚCIOWE TRANSFORMATORÓW

HIGH-FREQUENCY INVESTIGATIONS OF TRANSFORMERS

Marek Florkowski
ABB Corporate Research, Polska
Jakub Furgał, Maciej Kuniewski
AGH w Krakowie

1. Introduction

Methods of transformers investigations are constantly improved with regard on function what fulfil the transformers in electrical power systems as well as at a high cost of transformers. The method for detection of failures in transformers with use of high frequency sources is developed. The detection of winding faults in transformers, both in operation or during transportation is an important aspect of power transformer failure prevention. The Frequency Response Analysis (FRA) method, is more and more often used in electric power engineering, it has been applied for investigations and signature analysis based on the admittance and transfer function. Research works which have aim for increasing the sensitiveness or studying of failure type recognition as well as range of failures are however continued [1-4].

In modern power grids more and more switching and reconfiguration operations leading to harmful overvoltages are performed. In addition external factors causing overvoltages may also be dangerous to insulation systems, especially overvoltages occurring during lightning strokes. Overvoltages generated in electrical power systems consist of the transient components of different frequencies. If frequency of overvoltages is equal to self frequency of the transformer internal overvoltages in windings can produce large values as a result of resonence phenomena in the transformer [5-8]. Therefore it is very important to known the resonance frequencies of transformers. Identification of these frequencies increases the possibility of improvement of protection methods for transformers from resonance overvoltages making up the exposure of insulation systems in spite of surge arresters usage. Determination of self frequencies of transformers is possible by use of high-frequency input function. Selected methods of detection of failures for transformer windings inviestigated by use of high-frequency method are presented in the paper. Frequency dependencies of admitance and transfer function for transformers determined in wide range of frequencies are the base of the detection. Results of high-frequency investigations carried out in the aim of self-frequencies identification of transformers are also shown. They have form of the frequency relations of overvoltages which reveal the transformer response to the oscillating transient components of overvoltages generated in the power systems. The coincidence of frequency dependences of overvoltages and admittances for transformers was presented.

2. High-frequency method for identification of faults in transformers

The assessment of the type, nature and scope of transformer winding faults has a crucial practical importance. The nature of transformer winding defects is diverse. For example during

short circuits in power networks the transformer winding are subjected to radial electrodynamic forces. They act on the external winding coil from inside, and on the internal winding coil inwards. They result in a radial movement of the windings [9-12].

One can distinguish three methods of transfer function results application for detection of pre-breakdown in transformers. During ideindification of failures the actual measurement results are compared to the results obtained in the past. The main issue in winding faults identification is determining the relationship between defects and their influence on the corresponding changes in frequency-dependent transfer function waveforms [9,12,13].

The transfer functions (TF) are defined by the formula:

$$TF\ (f) = \frac{X(f)}{U_z(f)} \tag{1}$$

where: X(f) – output voltage, input current or output current,
$U_z(f)$ – supply voltage,
f – frequency of the supply voltage.

When the voltage and current refer to the same winding, then the transfer function represents the winding admittance Y.

The authors have proposed criteria based on transfer function measurements for identification faults occurring in transformer windings [14].

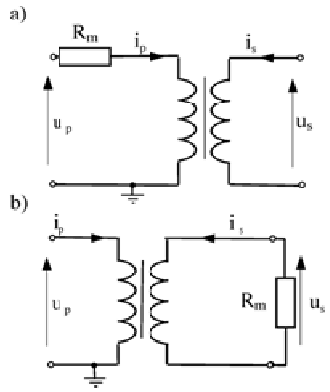


Fig. 1. *Transformer high frequency model: a - scheme of transformer during measurement of admittance, a - scheme of transformer during measurement of transfer function, R_m - measurement resistor [14]*

To illustrate those criteria let's consider an equivalent circuit presented in Figure 1. The transfer function has a form:

$$TF_{ps}(f) = \frac{I_s(f)}{U_p(f)} \tag{2}$$

Since, at the same excitation U_p, the input admittance is:

$$TF_p = \frac{I_p(f)}{U_p(f)} \tag{3}$$

The proposed transfer function discrimination (TFD) criteria are based on the admittance to the transfer function ratio:

$$TFD_{p_ps}(f) = \frac{TF_p(f)}{TF_{ps}(f)} \tag{4}$$

$$TFD_{s_sp}(f) = \frac{TF_s(f)}{TF_{sp}(f)} \tag{5}$$

which is proportional to the frequency-dependent admittances TF_p, TF_s and transfer functions TF_{ps}, TF_{sp}. This ratio represents the transformer coupling related to material and design properties, therefore it reflects the external drivers influencing the transformer windings, i.e. movements and deformations.. It will be shown next on examples that TFD expressed by (4,5) is more sensitive to geometrical faults than the transfer function or admittance itself.

The measurement results obtained for a distribution transformer illustrate the response of both low and high voltage windings to the radial shift. The experiments have been performed on the unit with rated 250 kVA nominal power and voltage 15.75/0.4 kV (Dyn5). The high voltage winding consists of 14 layers, 190 turns each, made of the wire of 1.63 mm in diameter. The low voltage winding is composed of copper tape. The internal dimension of the winding is 201/233mm, external one – 255/303mm, and the height – 366mm.

The transformer admittance and transfer function measurement has been performed according to formula (1). The sinusoidal supply voltage with stepwise variable frequency is put to one phase terminals of the transformer. For discrete frequency steps, in the admittance mode the supply voltage and current are measured in the same winding. In the transfer function mode the current is measured on the secondary side of the winding (Fig. 2). The measurement has been carried out using a low voltage stimulus, with amplitude of 10V, and tuneable frequency in the range 5 kHz up to 1 MHz, with 200 measuring points [14].

The winding defects have been modeled by dislocating the windings of a selected phase along the radius. The experimental relationships for selected transformer windings have been calculated according to:

$$\mathrm{TFD}_{\mathrm{x-xy}}(\mathrm{f}) = \frac{\mathrm{Y_x(f)}}{\mathrm{TF_{xy}(f)}} \tag{6}$$

where: Y_x - admittance of winding *x* ,
TF_{xy} – transfer function; *x* is a supply side and *y* current measurement side

The introduced TFD criteria are based on admittance and transfer function measurements in the transformer [14]. The TFD(f) dependences for a transformer obtained after a radial movement of the winding of one phase have been presented in Figure 2 [14]. The analysis of the plots confirms that the winding defects result in the corresponding changes of TFD(f) waveforms. The biggest influence has been noticed in the frequency range from 70 kHz to 100 kHz as well as from 140 kHz up to 220 kHz. In the frequency band 70-100 kHz the TFD magnitude increases several times, while the maximum value of TFD is at the resonance frequency at 95 kHz. The radial dislocations manifest itself in an increased value of TFD.

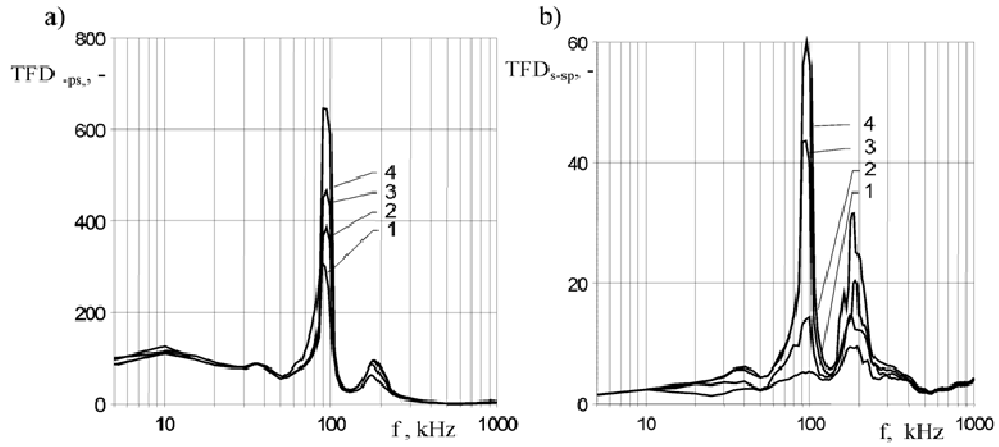


Fig. 2. *TFD(f) dependences for radial movement of winding: $TFD_{p\text{-}ps,}(f)$, b) $TFD_{s\text{-}sp,}(f)$: 1 - d = 0 mm (origin), 2 - d = 3 mm, 3 - d = 6 mm, 4 - d = 8 mm*

Analysing the plots shown in Figure 2, one can notice that the radial movement of the winding at a distance *d* equal to 8 mm, which corresponds to the 2.64% of the external winding diameter, the differece of maximum $TFD_{p\text{-}ps}$ values is equal 350, whereas for $TFD_{s\text{-}sp}$ it is approximately 55. Hence, such failure causes the increase of maximum value of $TFD_{p\text{-}ps}$ more than twice, and 12 times of $TFD_{s\text{-}sp.}$ Those changes are caused by increase of capacity between transformer windings.

The presented criterion of winding defect detection and recognition may be a sensitive diagnostic tool. The changes of frequency dependences of $TFD_{p\text{-}ps}$, related to the defective winding are thus much more prominent than the changes of the corresponding courses of the admittance or transfer function. The radial dislocations are practically frequency independent with respect to admittance of both low voltage Y_p (Fig. 3a) and high voltage side Y_s (Fig. 3b) of the transformer. Thus, the admittance in that case is not sensitive enough for the internal defect recognition. Also the radial movements of windings influence to a small extent the transfer function of the transformer (Fig. 4). The one-side movement of the end-winding from the core column is reflected only in a small, monotonic decrease of $TF_{p\text{-}ps}$, for a frequency higher than 30 kHz, and $TF_{s\text{-}sp}$, for a frequency above 10 kHz.

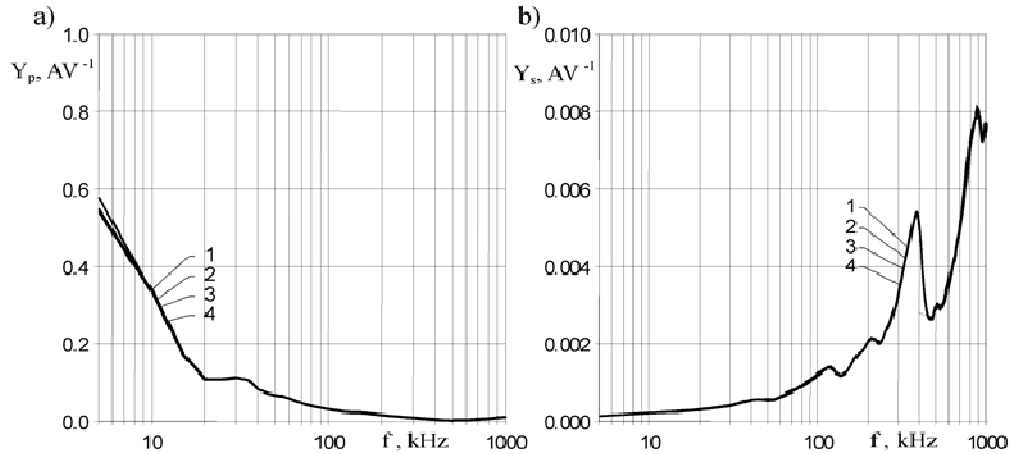


Fig. 3. *Y(f) dependences for radial movement of winding: a) $Y_p(f)$, b) $Y_s(f)$: 1 - d = 0 mm (origin), 2 - d = 3 mm, 3 - d = 6 mm, 4 - d = 8 mm*

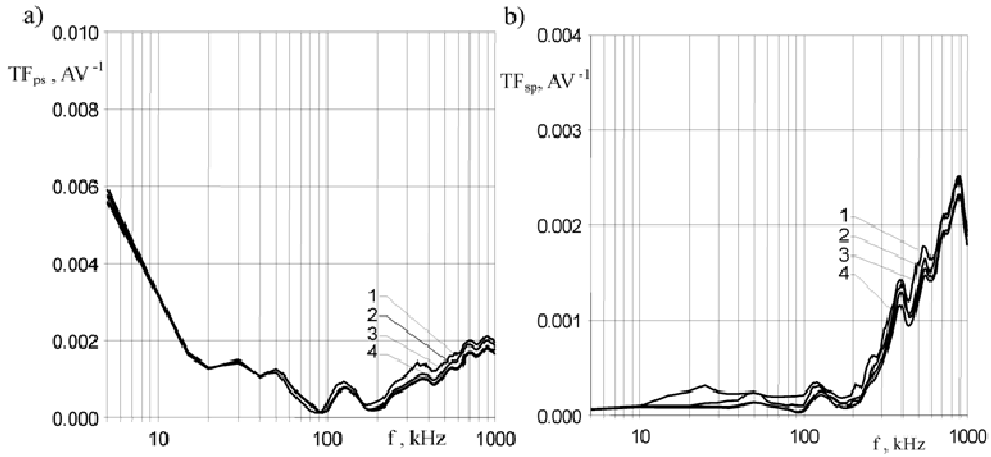


Fig. 4. *TF(f) dependences for radial movement of winding: a) $TF_{p\text{-}ps}(f)$, b) $TF_{s\text{-}sp}(f)$: 1 - d = 0 mm (origin), 2 - d = 3 mm, 3 - d = 6 mm, 4 - d = 8 mm*

The presented analysis reveals that the transformer winding dislocations may be detected on the basis of frequency-dependent changes of TFD(f), which is calculated as quotient of the admittance and transfer function. The changes of TFD function, resulting from winding defects, are much bigger than the corresponding changes of the admittance and transfer function. The maximum value of TFD changes dynamically in a broad range, and the nature of those changes is strictly related to the type of defect. Therefore, the identification of winding defects in transformers might be based on the analysis of TFD in a frequency domain. The presented approach illustrates the usability of the transfer function methodology as an effective diagnostic tool.

3. Identification of self frequencies of transformers

3.1. Investigations of high frequency internal overvoltages in the transformer

Investigations which basic aim is determination of self frequency of transformers was done for experimental transformers of 160 kVA 15/0.4 kV. Investigations have form of frequency relation measurement of internal overvoltages in winding of the transformer and frequency relations of transfer function. Results of investigations are the base of analysis of the correlation between frequency dependences of overvoltages in the transformers and admittance for windings. Frequency dependances of internal overvoltages were recorded in high (HV) and low voltage (LV) windings between a point having a coordinate *x/l*=0.5 and earth during the operation of a sinusoidal voltage between the winding terminals (*x/l*=1.0, *x/l*=0). The transferred overvoltages were recorded in half of the windings (*x/l*=0.5) and between the terminals of windings (*x/l*=1.0, *x/l*=0). Method used for determining frequency characteristics is Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) method in the frequency range from 1 kHz to 1 MHz, with maximal feeding voltage amplitude 20 V [15].

Internal overvoltages in the LV windings are expressed with coefficient:

$$k_{i_{LV}} = \frac{u_{i\,LV\,x/l}}{u_{LV_{1.0\ max}}} \tag{7}$$

where: $u_{i\,LV\,x/l}$–internal overvoltage in the LV winding,
$u_{LV\,1.0max}$– maximal value of external voltage between clamps of the LV winding.

Internal overvoltages in the HV windings are expressed with overvoltage coefficient:

$$k_{i_{HV}} = \frac{u_{i\,HV\,x/l}}{u_{HV_{1.0\ max}}} \tag{8}$$

where: $u_{i\,LV\,x/l}$ – the internal overvoltage between point having a coordinate *x/l* in the HV winding and earth,
$u_{HV1.0max}$– maximal value of external voltage impulse between clamps of the HV winding.

Overvoltages transferred to the LV winding are expressed with coefficient:

$$k_{t\ LV} = \frac{\frac{u_{t_{LV\ x/l}}}{u_{HV\ 1.0\ max}}}{\frac{1}{\vartheta}} \tag{9}$$

where: $u_{t\ LV\,x/l}$ – transferred overvoltage between point *x/l* in the LV winding and earth,

$$= \frac{U_{r\ HV}}{U_{r\ LV}} \tag{10}$$

U_{rHV}, U_{rLV} – rated voltages of HV- and LV-winding, respectively.

Overvoltages transferred to the HV winding are determined by overvoltage coefficient:

$$k_{t\ LV} = \frac{\frac{u_{t\ HV\ x/l}}{u_{LV\ 1.0\ max}}}{\vartheta} \tag{11}$$

where: $u_{t\,HV\,x/l}$ – the transferred overvoltage between the point with coordinate *x/l* in the HV winding and earth.

The frequency characteristics of the internal and transferred overvoltages are presented in Figures 5 and 6.

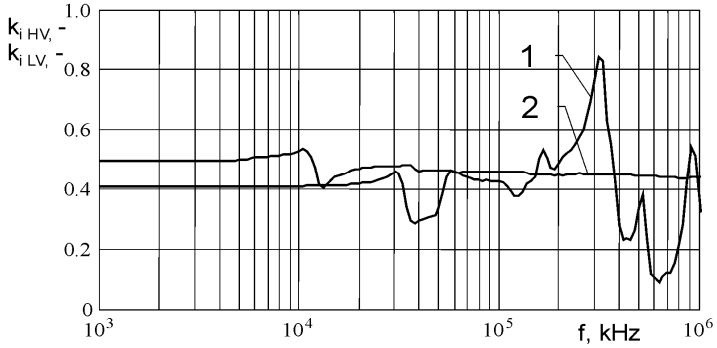


Fig. 5. *Frequency characteristics of internal overvoltages between point x/l=0.5 in the LV- and HV-winding of transformer earth: 1 – frequency dependences of internal overvoltages between point x/l=0.5 in the HV-winding and earth, 2 – frequency dependences of internal overvoltages between point x/l=0.5 in the LV winding and earth*

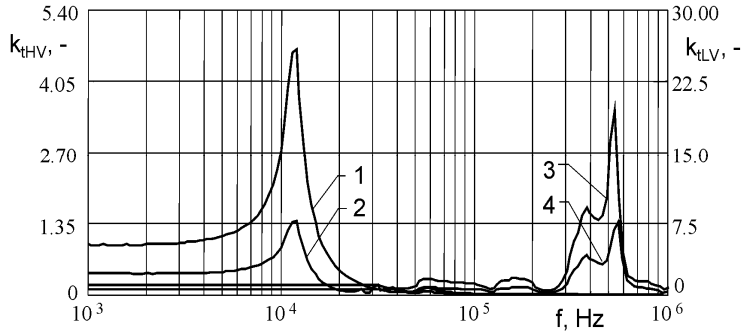


Fig. 6. *Frequency characteristics of transferred overvoltages generated in transformer windings: 1,2 – transferred overvoltages in the HV winding (left axis), 3,4 – transferred overvoltages in LV winding (right axis); 1,3 – transferred overvoltages between point x/l = 1.0 and earth of the winding (right axis), 2,4 – transferred overvoltages between point x/l = 0.5 of the winding and earth*

In order to analyze the response of the transformer to the oscillating components of the overvoltages, the frequency characteristics of the overvoltage distribution within the windings was determined in the range from 1 kHz to 1 MHz (Fig. 5). The maximal value of coefficient k_{iHV} for the overvoltages between point *x/l*=0.5 in HV winding and earth generated at frequency 11 kHz is about 0.53 (Fig. 6). Maximal value of coefficient k_{iLV} for internal overvoltage between point *x/l*=0.5 in the LV winding and earth equals to 0.84 and appears at a frequency 312 kHz (Fig. 4).

A comparative analysis of the measurement results of frequency characteristics of internal and transferred overvoltages (Fig. 5, 6) in the transformer shows that the oscillating components of overvoltage at a frequency equal to the self winding frequency result in highest overvoltages. The frequencies at which the internal and transferred overvoltages for HV and LV windings reach their maximal values are different.

On basis of analysis of maximal values of coefficients k_{tHV} and k_{tLV} it is possible to see that overvoltages transferred to LV windings are several times higher than the overvoltages transferred to HV windings. The maximal values of coefficients k_{iHV} and k_{iLV} result in lower internal overvoltages in LV windings as compared to internal overvoltages in the HV windings.

3.2. Correlation between frequency characteristics of internal overvoltages and admittance of windings

Analysis of correlation between frequency characteristics of internal and transferred overvoltages and frequency characteristics of admittances of windings in transformers was carried out. The basis goal of the analysis lied in determining the frequencies for which the overvoltages in the transformers have highest values on the basis of simple measurements done at winding terminals of the transformers [15].

The results of measurement of frequency dependences of admittance for the transformer are shown in Figure 7 c. The analysis of frequency characteristics for the internal and transferred overvoltages (Fig. 7 a, b) in the transformer and dependence *Y=g(f)* reveals that the internal and transferred overvoltages in the HV winding can reach a maximal value for the frequency of about 12 kHz. For this value the admittance has a minimum value for the HV windings obtained at the shorted LV winding, and maximum values in the LV winding at the open HV winding.

Internal overvoltages in the LV winding have maximal values for the frequency of 312 kHz at which the dependence *Y = g(f)* for HV winding, determined for a shorted LV winding, locally reaches a minimal value. Transferred overvoltages in the LV winding are highest for a frequency of 510 kHz, for which the admittance for LV winding, with open HV winding, has minimal value and admittance of HV winding, recorded for a shorted LV winding, locally reach their minimum (Fig. 7c).

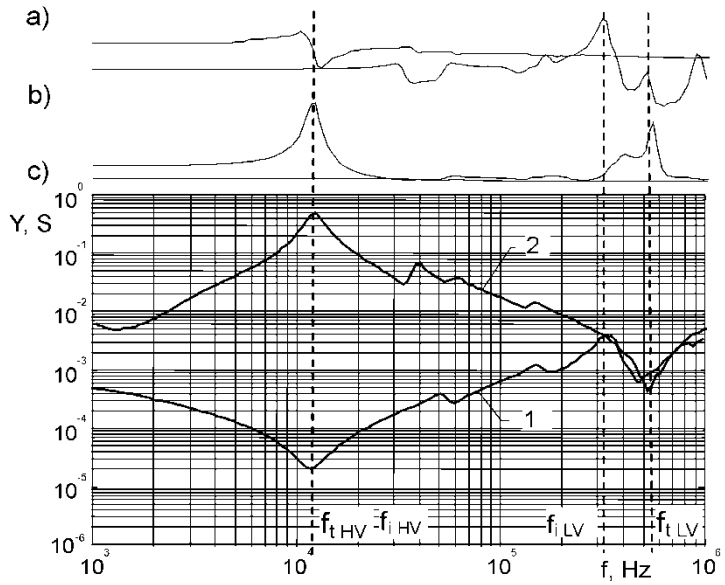


Fig. 7. *Frequency characteristics of admittance Y=g(f) for transformer winding and frequency $f_{i\,HV}$, $f_{i\,LV}$, $f_{t\,HV}$, $f_{t\,LV}$ at which internal and transferred overvoltages have maximal values: a – shapes of frequency dependences of internal overvoltages in windings (Fig. 5), b – shapes of frequency dependences of transferred overvoltages (Fig. 6), c – frequency dependence of admittance: 1 – dependence Y=g(f) for HV winding (LV winding shorted), 2 – dependence Y=g(f) for LV winding (HV winding open)*

The presented analysis of the relation between frequency characteristics of internal and transferred overvoltages and the characteristics of winding admittance reveals that on the basis of measurement of admittance for the transformer can be determined frequencies for which overvoltages in the transformers have the highest values.

The presented method for identifying self-resonant frequencies of transformer windings can be used in diagnostics applications. It can improve the effectiveness of the transformer overvoltage protection and increase the reliability of power transformers.

4. Summary

High frequency methods of the transformers investigations have big importance for increasing of the live time of the transformers in electrical power systems. Investigations made in goal of development of selected diagnostic methods of transformers conducted by use of voltage in wide range of frequency are presented in the paper. The one of them is used for detection of failure in transformers. As a results of presented investigations it was proposed the new criterion for detection of failures of windings. The proposed criterion for winding fault detection allows the identification of defect on the basis of admittance and transfer function

measurements in a frequency domain. Sensitivity of presented method is greather the metod based on registration of admitance only. Hence, it might be an effective tool in the diagnostics of power transformers.

It was presented that the method for determination of self frequencies of transformers on the base of the frequency characteristics of the windings admitance is also possible. The investigations revealed that frequencies for which overvoltages in the transformers have their the greatest values can be determined on the basis of a measurement of admittance frequency characteristics for the transformers.

References

[1] Leibfriend T., Feser K.: Monitoring of Power Transformers Using the Transfer Function Method IEEE Trans. on Pow. Delivery, 14, 1999, pp.1333-1341

[2] Leibfriend T., Christian J., Feser K.: Transfer Function Method to Diagnose Axial Displacement and Radial Deformation of Transformer Windings IEEE Trans. on Pow. Delivery, 18, 2003 , pp.493-505

[3] Nirgude P. M., Gunasekharan B., Rajkumar A. D., Singh B. P., Suma M.: Investigations on Detection of Winding Movements in Transformers by Frequency Response Analysis 14th Int. Symp. on High Voltage Engineering ISH'2005, Beijng, China, 2005, paper G–065

[4] Florkowski M., Furgał J.: Detection of Transformer Windings Deformations Based on the Transfer Function -Measurements and Simulations Measurement Science and Technology, 14, 2003, pp.1986-1992

[5] Joint Working Group A2/C4.39-CIGRE: Electrical transient interaction between transformers and the power system (part 1 - Expertise, part 2: Case studies), CIGRE, ISSBN: 978-2-85873272-2, April 2014

[6] Popov M., van der Sluis L., Smeets R. P. P.: Evaluation of surge-transferred overvoltages in distribution transformers, Elec. Pow. Syst. Research, 2008, 78, (3), pp. 441 - 449

[7] Gustavsen B., Brede A. P., Tande J. O.: Multivariate analysis of transformer resonant overvoltages in power stations, IEEE Trans. Pow. Deliv., 2011, 26, (4), pp. 2563 - 2572

[8] Popov M., Sluis L., Smeets R. P. P., Roldan J. L.: Analysis of very fast transients in layer-type transformer windings, IEEE Trans. on Pow. Deliv., 2007, 22, (1), pp. 238 – 247

[9] Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D.: Improved Detection of Power Transfomer Winding Movement by Extending the FRA High Frequency Range IEEE Trans. on Pow. Delivery 20 2005pp.1930-1938

[10] Nirgude P. M., Gunasekaran B., Rajkumar A. D., Singh B. P.: Investigations on Axial Displacement of Transformer Winding by Frequency Response Technique 14th Int. Symp. on High Voltage Engineering ISH'2005, Beijng, China 2005paper F-47

[11] Jeong S. C., Kim J. W., Park P., Kim S. W.: A Pattern-Based Fault Classification Algorytm for Distribution Transformers IEEE Trans. on Pow. Delivery 20 2005, pp.2483-2492

[12] Christian J., Feser K.: Procedures for Detecting Winding Displacements in Power Transformers by the Transfer Function Method IEEE Trans. on Pow. Delivery 19 2004pp.214-22

[13] Florkowski M., Furgał J.: High frequency methods for condition assessment of transformers and electrical machines, Publishing House AGH, Kraków, ISBN 978–83–7464–614–7, 2013, 224 pages

[14] Florkowski M., Furgał J.: Transformer winding defects identification based on a high frequency method, Meas. Sci. Technol., 2007, 18, pp. 2827 - 2849

[15] Florkowski M., Furgał J., Kuniewski M.: Propagation of overvoltages in distribution transformers with silicon steel and amorphous cores, IET Gener. Transm. Distrib., 2015, Vol. 9, Iss. 16, pp. 2736–2742

WYBRANE ASPEKTY PRÓB ODBIORCZYCH TRANSFORMATOROWYCH PRZESUWNIKÓW FAZOWYCH - STUDIUM PRZYPADKU

SELECTED ASPECTS OF THE ACCEPTANCE TESTS OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS - CASE STUDY

Tomasz Bednarczyk
OMICRON Energy Solutions Polska, Politechnika Śląska

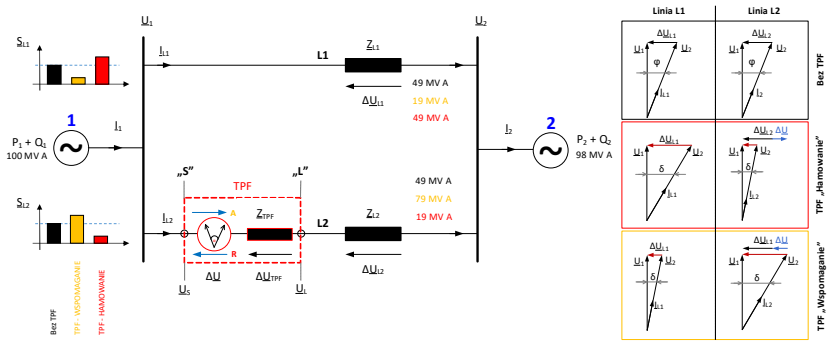
Streszczenie: *Transformatorowy przesuwnik fazowy jest używany do sterowania przepływem mocy w złożonej sieci elektroenergetycznej, obecnie przede wszystkim w obszarze sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Poprzez jego zastosowanie możliwe jest kontrolowanie planowanych i nieplanowanych przepływów mocy wymiany między-obszarowej [3] oraz odciążanie przeciążonych fragmentów sieci. Zakres możliwości regulacyjnych transformatorowego przesuwnika fazowego silnie zależy zarówno od jego poziomu obciążenia, warunków pracy sieci, jak i jest związany z zastosowanym typem konstrukcji. W artykule omówiono ogólne cechy pracy transformatorowych przesuwników fazowych, przedstawiając wybrane zagadnienia prób odbiorczych, zwracając szczególną uwagę na charakterystyczne stany pracy. Poddano analizie wyniki pomiarów dwóch typów transformatorowych przesuwników fazowych, skupiając uwagę na możliwościach praktycznego ich wykorzystania do celów analiz możliwości pracy w warunkach sieciowych.*
Słowa kluczowe: *system elektroenergetyczny, regulacja przepływu mocy, transformator, przesuwnik fazowy, testowanie.*

Summary: *The Phase Shifting transformer (PST) is used to control the flow of electical power in a complex power grid, and today it is used in the area of transmission and distribution networks. Through its use, it is possible to control planned and unplanned power flows between the area-to-area exchange [2] and offloading of overloaded network fragments. The scope of PST's control capabilities strongly depends on its load level, network operation conditions and both are related to the type of construction used. The article discusses the general features of the work of phase shifters, also presenting selected issues of acceptance tests, paying special attention to the characteristic states of work. The results of measurements of two types of PST were analyzed, focusing on the possibilities of their practical use for analyzing the possibilities of working in network conditions.*
Key words: *Power system, Power Flow Control, Power Transformer, Phase Shifting Transformer, Testing*

1. Wstęp

Niegdyś system elektroenergetyczny (SEE) był obszarowo ograniczony do terytorium danego kraju i był zarządzany przez dedykowanego operatora systemu przesyłowego. Obecnie skład SEE tworzą sieci nie jednego lecz wielu połączonych ze sobą krajów, a połączenia takie określane są jako połączenia „transgraniczne". Korzyści jakie wynikają z tego typu połączeń to niewątpliwie wzajemne rezerwowanie zasobów mocy elektrycznej dla danego obszaru energetycznego. Jednakże rozwiązania takie to nie tylko korzyści, lecz czasem i utrudnienia tj.: nieplanowane przepływy kołowe mocy [2], które wpływają na ograniczenia zdolności przesyłowych wewnątrz danego obszaru sieci, przeciążając odcinki linii przesyłowych. Prowadzi to do zmniejszenia dostaw energii elektrycznej odbiorcom w danym obszarze. W krytycznych sytuacjach może dojść do wyłączenia danego ciągu liniowego poprzez zadziałanie

elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej [4], [10], [11]. Środkiem zaradczym dla tego typu zjawisk jest instalowanie w strategicznych punktach sieci Transformatorowych Przesuwników Fazowych (TPF). Za ich pośrednictwem możliwa jest kontrola mocy przepływającej w gałęzi, w której jest zainstalowany, oddziałując również na zmianę rozpływu mocy w otoczeniu sieciowym (Rys.1).



Rys. 1. *Uproszczony schemat sieci dwustronnie zasilanej z uwzględnieniem regulacji przepływu mocy przez TPF*

Bazując na przedstawionym fragmencie sieci (Rys.1), w układzie dwumaszynowym zostanie wyjaśniona zasada regulacji mocy w sieci elektroenergetycznej przez zastosowanie TPF. Aby moc generowana przez źródło 1 (100 MV·A) mogła zostać przesłana do odbiornika 2, musi występować różnica kątów fazowych ϕ wektora napięcia $\underline{U}_1$ względem wektora napięcia $\underline{U}_2$. W omawianym układzie źródło (1) i obciążenie (2) połączone są równolegle liniami L1 i L2 (zakłada się równe wartości impedancji linii $\underline{Z}_{L1} = \underline{Z}_{L2}$). Różnica kąta fazowego ϕ powiększona będzie o stratę napięcia $\Delta\underline{U}_{L1}$ i $\Delta\underline{U}_{L2}$ występującą na liniach L1 i L2 wskutek przepływającego prądu $\underline{I}_{L1}$ i $\underline{I}_{L2}$ przez impedancję linii $\underline{Z}_{L1}$, $\underline{Z}_{L2}$. Przy założonych jednakowych wartościach impedancji linii przesyłana moc pomiędzy źródłami będzie rozkładana równomiernie $\underline{S}_{L1} = \underline{S}_{L2}$ = 49 MV·A. Moc $\underline{S}_2$, jaka dociera do odbiornika, jest pomniejszona o składnik strat mocy przesyłowych ΔP. W takim układzie nie ma możliwości regulowania przepływu mocy pomiędzy systemami. Moc przesyłana zawsze będzie się rozkładać równomiernie w zależności od parametrów linii przesyłowych łączących systemy. Sposobem na regulację przepływającej mocy jest zainstalowanie elementu, który umożliwi wprowadzenie dodatkowego przesunięcia fazowego pomiędzy wektorami napięć $\underline{U}_1$ i $\underline{U}_2$. Jednym z takich elementów jest TPF. Za jego pośrednictwem wprowadzany jest dodatkowy kąt przesunięcia fazowego α, dzięki czemu możliwe jest regulowanie wypadkowego kąta przesunięcia fazowego δ pomiędzy systemami.

Do analizowanego układu (Rys.1) wprowadzono TPF, instalując go szeregowo w ciągu liniowym linii L2. Obszar regulacji przesunięcia kąta fazowego α mieści się w zakresie wartości dodatnich α(+) oraz ujemnych α(-). Dzięki temu możliwe jest regulowanie zarówno wartością, jak i kierunkiem przepływającej mocy. W przypadku wprowadzenia:

- ujemnego przesunięcia fazowego α(-), moc regulowana jest w kierunku „hamowanie" co oznacza zmniejszenie wartości wypadkowego kąta fazowego δ pomiędzy napięciami $\underline{U}_1$ i $\underline{U}_2$ w gałęzi z zainstalowanym TPF (linia L2), przez co moc przepływająca ulegnie zmniejszeniu (Rys.1 i Rys. 2c) z $|P_{L2}|$=49 MV·A na $|P_{L2}|$=19 MV·A, przy jednoczesnym oddziaływaniu na wartość mocy przesyłanej linią L1 (bez TPF) – zwiększając wartość przepływającej mocy z $|P_{L1}|$=49 MV·A do $|P_{L1}|$=79 MV·A.
- dodatnie przesunięcie fazowe α(+), moc regulowana jest w kierunku „wspomaganie", przez co zmiana rozpływu mocy kształtuje się odwrotnie w stosunku do poprzedniego

przypadku. Tym razem moc przepływająca w gałęzi z TPF (linia L2) jest większa (79 MV·A), przy jednoczesnym zmniejszeniu przesyłu mocy linią bez TPF (19 MV·A).

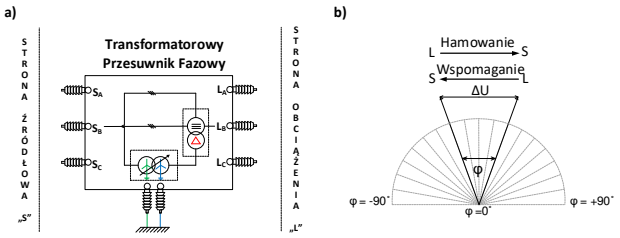
Wskazuje się, że regulując jedynie wartość kata fazowego α bez zmiany amplitudy napięć strony $\underline{U}_1$ lub $\underline{U}_2$, uzyskuje się jedynie regulację mocy czynnej. Zmieniając wartość modułu jednego z napięć oraz kąta fazowego pomiędzy nimi możliwa jest regulacja mocy czynnej oraz biernej. Zależnie od wybranego typu konstrukcji TPF (symetryczny / asymetryczny) możliwe jest uzyskanie obu wspomnianych efektów regulacji (moc czynna i bierna).

W przedstawionych uproszczonych rozważaniach regulacja mocy odbywała się poprzez wprowadzanie dodatkowego przesunięcia kąta fazowego α pomiędzy wektorami napięć. Dla takich rozważaniach TPF traktuje się jako element bezimpedancyjny, który jedynie wprowadza dodatkowy składnik α. W rzeczywistości TPF posiada impedancję wewnętrzną, która istotnie wpływa na zakres możliwości regulacyjnych w kierunku dodatnim i ujemnym (z różnym skutkiem). Aspekt ten zostanie szczegółowo omówiony w dalszej części opracowania. Jednak przed tym istotne jest opisanie zasady wprowadzania dodatkowego kąta przesunięcia fazowego α w stanie bez obciążenia, dzięki czemu możliwe będzie łatwe zrozumienie wpływu impedancji wewnętrznej TPF na możliwości regulacyjne.

2. Zasada działania TPF

Przesuwnik fazowy wykonany w oparciu o jednostki transformatorowe w ogólnym schemacie reprezentowany jest jako element wprowadzający dodatkowe przesunięcie fazowe α oraz jego wewnętrzna impedancja zastępcza uzwojeń (rys. 1).

Zależnie od wymagań, jaka moc powinna być regulowana, wybierany jest odpowiedni typ konstrukcyjny TPF. Dla przykładu, chcąc regulować wartość przepływającej mocy czynnej, stosowane jest rozwiązanie symetryczne – regulacja kąta fazowego pomiędzy stroną umownie nazwaną źródłową „S" (ang. *Source*) a obciążenia „L" (ang. *Load*) (Rys. 2). W celu regulacji mocy biernej i czynnej stosowane jest rozwiązanie asymetryczne – regulacja kąta fazowego oraz amplitudy strony obciążenia „L". Wyróżnia się wiele typów konstrukcji TPF, w sposób uproszczony w tabeli 1 przedstawiono dwa kryteria podziału, tj.: ze względu na liczbę rdzeni oraz sposób połączeń (regulacji).

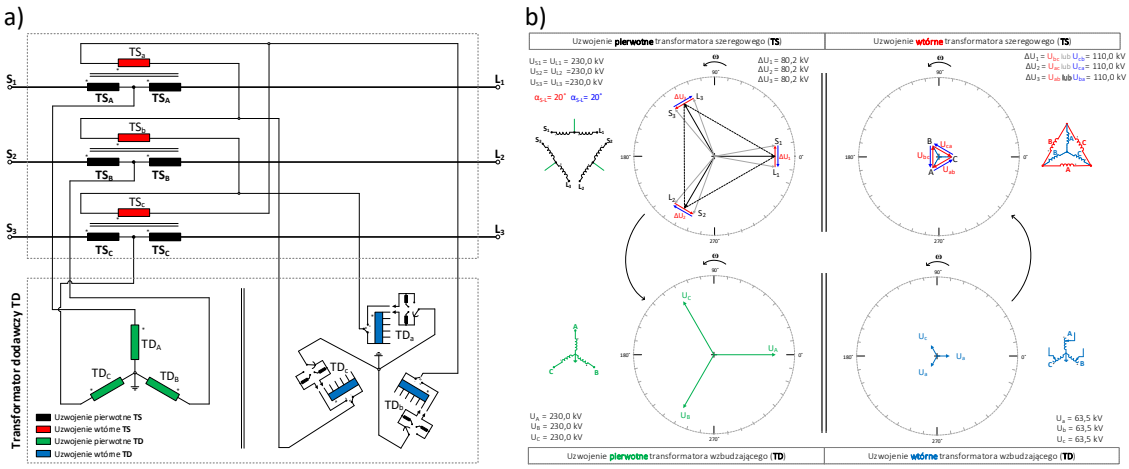


Rys. 2. *Poglądowy schemat a) przesuwnika fazowego, b) kierunku zwrotu wektora ΔU*

Tabela 1 *- Rozwiązania konstrukcyjne TPF [9]*

Liczba kadzi	1 lub 2-kadziowe				
Liczba rdzeni	1-rdzeniowe			2-rdzeniowe	
Sposób połączeń	symetryczne	asymetryczne	heksagonalne	symetryczne	asymetryczne

Podstawowa koncepcja regulacji kąta fazowego w TPF (bez względu na typ) polega na wprowadzeniu do układu dodatkowego napięcia (Δ*U* – ang. *Quadrature Voltage*) do napięcia występującego w torze głównym, w celu zwiększenia lub zmniejszenia wartości przepływającej mocy czynnej (zależnie od zwrotu wektora napięcia Δ*U)*. Wyjaśnienie zasady regulacji kąta fazowego poprzez wprowadzenie napięcie dodawczego zostanie omówione na przykładzie dwukadziowego symetrycznego przesuwnika fazowego (Rys.3a). W tym celu stworzono odpowiadający wybranemu typowi konstrukcji wykres wektorowy napięć fazowych (Rys.3b).



Rys. 3*. Układ połączeń uzwojeń symetrycznego przesuwnika fazowego b) wykres wektorowy napięć na poszczególnych etapach transformacji*

2.1. Transformator szeregowy - TS

TS jest głównym elementem TPF, którego uzwojenie pierwotne włączone jest szeregowo w obwód pomiędzy stronami „S" i „L". W wykonaniu symetrycznym TPF uzwojenie pierwotne TS składa się z dwóch części podzielonych symetrycznie (rys.3a). Pomiędzy wydzielonymi częściami uzwojenia pierwotnego TS wykonane jest galwaniczne połączenie z pierwotnym uzwojeniem TD. Uzwojenie wtórne TS połączone jest w układzie trójkąta, które zasilane jest poprzez wtórne uzwojenie TD (regulacyjne) z uwzględnieniem odpowiedniego przyłączenia faz, tak aby wprowadzane napięcie dodawcze było usytuowane pod kątem 90˚ lub -90˚ (zależnie od wysterowania) względem danej fazy.

2.3. Transformator dodawczy - TD

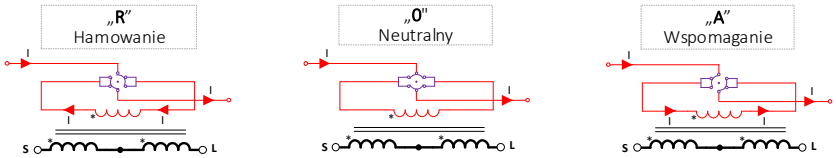
TD jest elementem TPF, który wpływa w sposób pośredni na kształtowanie wartości kąta fazowego pomiędzy stronami „S" i „L" TS w zadanym zakresie wynikającym z jego parametrów znamionowych. Uzwojenia strony pierwotnej są skojarzone w układzie gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem neutralnym. Początki uzwojeń strony pierwotnej TD są galwanicznie połączone pomiędzy symetrycznie rozdzielone cewki strony pierwotnej TS (Rys. 3). Umożliwia to regulację jedynie fazy pomiędzy wektorami napięć stron „S" i „L" bez zmiany amplitudy napięcia $\underline{U}_L$. Cewki uzwojenia wtórnego TD są również skojarzone w układzie gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem zerowym. Poszczególne fazy tego uzwojenia zasilają obwód uzwojenia trójkąta TS (rys.3) w taki sposób, aby fazor napięcia dodawczego $\Delta\underline{U}$ wprowadzanego do uzwojenia pierwotnego TS był zorientowany względem danej fazy TS pod kątem 90˚ (rys. 3b). Uzwojenie wtórne TD wyposażone jest w podobciążeniowy przełącznik zaczepów (PPZ), za pomocą którego regulowana jest wartość amplitudy napięcia dodawczego |ΔU|, co przekłada się na możliwość regulacji kąta α.

W transformatorach mocy PPZ jest instalowany u części aktywnej uzwojenia strony górnego napięcia z uwagi na mniejszą wartość prądów obciążenia. Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe są do zastosowania rozwiązania konstrukcyjne PPZ o mniejszych gabarytach oraz zdolnościach łączeniowych. Zakres stopnia regulacji napięcia w transformatorach mocy mieści się w zakresie ±10% wartości napięcia znamionowego. Wspomniano o typowych instalacjach PPZ w transformatorach mocy, aby wykazać na znaczące różnice względem ich instalowania w TPF. Dla przykładu dwurdzeniowego TPF przełącznik zaczepów instalowany jest w TD w części aktywnej uzwojenia strony dolnego napięcia. Zakres regulacji przekładni zwojowej mieści się w zakresie 0 – 100% wartości napięcia znamionowego strony dolnego napięcia. Przez co zmianie ulega wartość kąta fazowego również w granicach od 0 do 100% zaprojektowanego zakresu regulacji. Znając wartość kąta przesunięcia fazowego, możliwe jest obliczenie wartości napięcia dodawczego ΔU:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot U_n}{\sqrt{3}} \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \tag{1}$$

Faza napięcia ΔU jest natomiast regulowana poprzez rekonfigurację połączeń początków i końców uzwojenia wtórnego TD, co przekłada się na zmianę znaku kąta α(-) lub α(+). Zmiana znaku kąta fazowego w TPF odbywa się poprzez zmianę kierunku zwrotu fazora napięcia dodawczego ΔU, a tego dokonuje się poprzez zmianę układu połączeń (zmianę biegunowości) cewek uzwojenia trójkąta TS. Przykładem może być zastosowanie przełącznika kierunku ARS (ang. *Advance Retard Switch*). Zawsze ma on dwie pozycje operacyjne i jedną pośrednią (rys.4):

- „A" (ang. *advanced* – wspomaganie) – uzwojenia wtórne TS połączone są przeciwsobnie, w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie dodatnim, ponieważ „wprowadzany" fazor napięcia dodawczego skierowany jest zgodnie ze stratą napięcia występującą w gałęzi z TPF, przez co wypadkowa strata napięcia zostaje powiększona o składnik napięcia dodawczego.
- „0" – uzwojenia wtórne TS są zwarte, w tej pozycji przełącznika ARS nie ma możliwości regulacji kąta; jest to pozycja neutralna, a przesunięcie fazy pomiędzy stronami „S" i „L" wynika jedynie z obecności impedancji własnej TS.
- „R" (ang. *retard* – hamowanie) – w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie ujemnym, „wprowadzany" fazor napięcia dodawczego skierowany jest przeciwnie do fazora straty napięcia występującego w gałęzi z TPF, przez co wypadkowa strata napięcia zostaje zmniejszona o składnik napięcia dodawczego.



***Rys. 4**. Stany pracy przełącznika kierunku mocy ARS [4]*

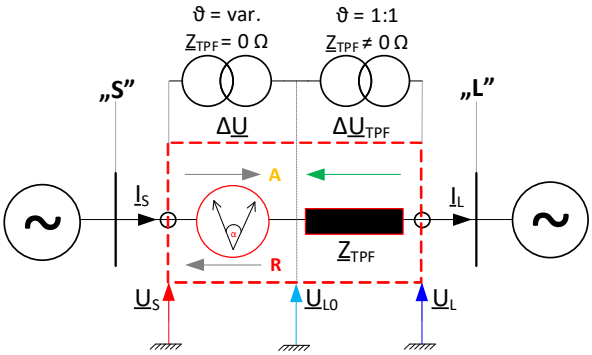
Zmiana pozycji przełącznika ARS może nastąpić tylko w przypadku, gdy PPZ znajduje się w pozycji minimalnej, co oznacza brak napięcia w obwodzie uzwojenia wtórnego TD [7].

3. TPF w stanie obciążenia

TPF działają między systemami mającymi tą samą częstotliwość i kolejność faz. Napięcia mogą różnić się wartością i kątem fazowym. Aby poznać warunki pracy TPF w stanie obciążenia, należy podzielić TPF na dwie składowe (Rys.5) [2]:

I. Idealny transformator bez strat (impedancja wewnętrzna Z=0 Ω), który reguluje tylko kąt fazowy pomiędzy stronami,

II. Transformator o przekładni zwojowej 1:1 z uwzględnieniem strat (impedancja wewnętrzna Z > 0 Ω).

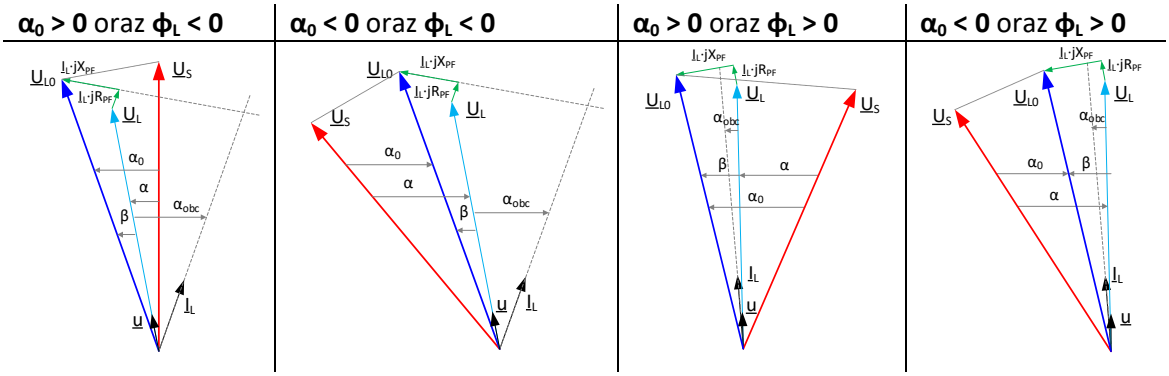


Rys. 5. *Uproszczony schemat zastępczy TPF na potrzeby analiz stanu pracy pod obciążeniem*

Schemat opracowano wg [2], zaczynając od strony „L", gdzie znane są napięcie $\underline{U}_L$ i prąd $\underline{I}_L$. Dodanie spadku napięcia występującego na impedancji wewnętrznej $\underline{Z}_{TPF}$,:

$$\Delta\underline{U}_{TPF} = \underline{I}_L \cdot R_{TPF} + \underline{I}_L \cdot X_{TPF}, \tag{2}$$

do napięcia $\underline{U}_L$ powoduje napięcie $\underline{U}_{L0}$, które występuje wewnątrz TPF i jest niemierzalne. Napięcie to jest obracane zgodnie z ruchem wskazówek zegara, albo przeciwnie, zależnie od pozycji przełącznika ARS: hamowanie lub wspomaganie. Kąt α określa przesunięcie fazowe TPF w stanie bez obciążenia, kąt α_{L_A} określa wartość kąta przesunięcia fazowego w stanie obciążenia dla pozycji wspomaganie „A" i α_{L_R} dla pozycji hamowanie „R". W stanie obciążenia wartości napięć $\underline{U}_L$ i $\underline{U}_L^*$ są od siebie różne. Zakładając różne stany pozycji przełącznika ARS, co jest obrazowane jako dodatnia lub ujemna wartość kąta α, przedstawiono wykresy wektorowe dla charakterystycznych stanów pracy TPF w stanie obciążenia przy różnym współczynniku mocy cosϕ.



Rys. 6*. Wykresy wektorowe prądów i napięć TPF w stanie różnego obciążenia [1]*

Wartość kąta wewnętrznego β przedstawiona na schematach (Rys.6) zależy od wartości stanu obciążenia TPF (wartość i charakter – cosϕ) oraz impedancji wewnętrznej. Przedstawioną zależność można przedstawić matematycznie:

$$\beta = arcsin\left(\frac{R_{TPF\%}}{100} \cdot \sin\varphi_{obc} + \frac{X_{TPF\%}}{100} \cdot \cos\varphi_{obc}\right) \quad (3)$$

Dla współczynnika mocy cosϕ=1, wartość kąta wewnętrznego β wynosi:

$$\beta = arcsin\left(\frac{X_{TPF\%}}{100}\right) \quad (4)$$

Uwzględniając kąt wewnętrzny β, kąt regulacji TPF w stanie obciążenia przyjmuje wartość:

$$\alpha_L = \alpha + \beta \quad (5)$$

Dla pozycji wspomagania „A":

$$\alpha_{L_A} = \alpha_L - \beta \quad (6)$$

Dla pozycji hamowania „R":

$$\alpha_{L_R} = \alpha_L + \beta \quad (7)$$

Znając zasadę regulacji kąta fazowego α w różnym stanie pracy TPF, można przejść do omówienia wyników przeprowadzonych pomiarów.

4. Wyniki pomiarów TPF

Ze względu na specyficzną budowę TPF, zakres możliwych do wykonania pomiarów jest różny w zależności od miejsca przeprowadzanych pomiarów. Jeżeli TPF znajduje się na stacji prób w fabryce, możliwa jest do wykonania znacznie większa liczba relatywnych do oceny prób i pomiarów. Wynika to z faktu, że TPF przed wysłaniem go na docelowe miejsce instalacji wyposażony jest w dodatkowe zaciski pomiarowe (tymczasowe izolatory przepustowe) zainstalowane na końcach uzwojenia wtórnego TD oraz uzwojenia trójkąta TS. W tabeli 2 zestawiono możliwe do wykonania próby i pomiary TPF.

Tabela 2 *– Możliwe do wykonania pomiary TPF ze względu na miejsce pomiaru [2]*

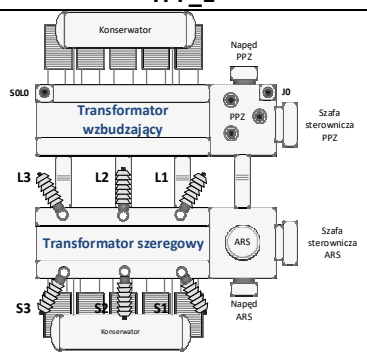
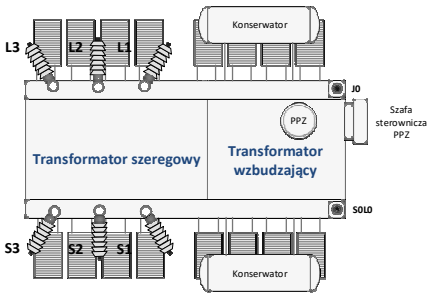
Testy rutynowe	**Testy typu**	**Testy specjalne**
- Rezystancja czynna uzwojeń - Przekładnia napięciowa - Przesunięcie fazowe w stanie: *bez obciążenia *po obciążeniem - Diagnostyka PPZ - Napięcie zwarcia - Straty obciążeniowe i jałowe - Próby dielektryczne: * rezystancja izolacji i tgδ - Pojemność uzwojeń - Analiza DGA	- Stała czasowa (próba grzania) - Próby dielektryczne typu - Poziom hałasu - Impedancja składowej zerowej - Moc pobierana przez układ chłodzenia	- Specjalne próby dielektryczne - Próby zwarciowe - Odpowiedź częstotliwościowa SFRA - Testy mechaniczne - Waga

W dalszej części publikacji przedstawione zostaną wyniki pomiarów dla wybranych prób testów rutynowych oraz pomiaru impedancji składowej zerowej (testy typu). Urządzenie pomiarowe wykorzystane do pomiarów charakteryzuje się m.in. [8]: 3-fazowe źródło mocy (2,4 kW),

napięcie pomiarowe AC: 400 V (LL), 230 V (LN), prąd pomiarowy AC/DC: 3x33 A, 1x100 A. Dane testowanych obiektów wraz z ich specyfikacją zostały podane w tabeli 3.

Ze względu na obszerny zakres możliwych do wykonania prób i testów ograniczono się do scharakteryzowania wyników pomiarów tylko dla najbardziej ciekawych przypadków (wg subiektywnej oceny autora).

Tabela 3 *– dane obiektów pomiarowych*

	TPF_1	TPF_2
Dane obiektu		
Moc przechodnia	1 200 MV·A	500 MV·A
Typ konstrukcji	Symetryczny, dwurdzeniowy	Symetryczny, dwurdzeniowy
Napięcie znamionowe	410 / 410 kV	230 / 230 kV
Regulacja kąta fazowego:		
- bez obciążenia	± 20,1˚.	± 10,0˚.
- obciążenie znamionowe	+13,4˚ / -28,6˚	+8,9˚ / -11,1˚
ARS	TAK	NIE
Ilość stopni regulacji	32A / 32R (łącznie 65)	12+ / 12- (łącznie 25)
Grupa połączeń	IIId / YNyn0	IIId / YNyn0
Przekładnia TD	410 / 0÷110 kV	230 / 0÷52,9 kV

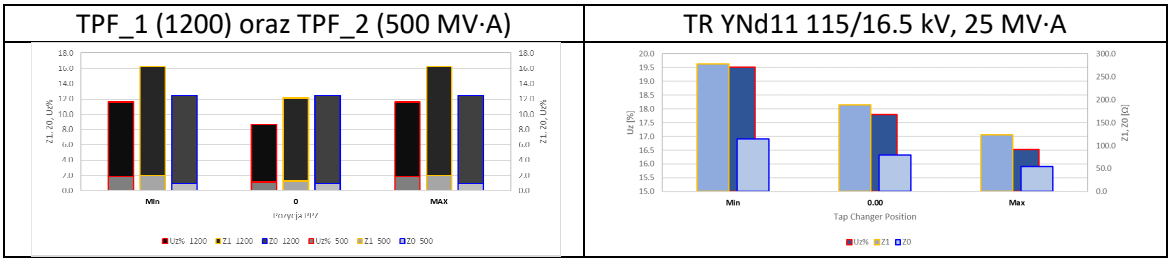
Wyznaczanie napięcia zwarcia TPF

TPF, z uwagi na to, że jest specjalnym typem transformatora, charakteryzuje się również nietypowymi zależnościami zmian impedancji wewnętrznej dla składowej zgodnej $\underline{Z}_1$ oraz zerowej $\underline{Z}_0$. Dla porównania w tabeli 4 zestawiono wyniki pomiarów impedancji zwarcia dla przedmiotowych TPF oraz dla klasycznej jednostki transformatora 2-uzwojeniowego (TR) 115/16,5 kV o mocy znamionowej 25 MV·A oraz grupie wektorowej YNd11. Analizując wyniki próby wyznaczenia napięcia zwarcia dla TPF_1 i 2 można zauważyć dużą różnicę wartości impedancji wewnętrznej (na poziomie 827%) przy nieco ponad dwukrotnej różnicy wartości mocy przechodniej. Wartości dla obu TPF wynikają przede wszystkim z wykonania jedno i dwu-kadziowego. Wartość impedancji wewnętrznej silnie determinuje możliwości regulacyjne TPF w warunkach pracy sieciowej (pod obciążeniem). W obu przypadkach TPF_1 i 2 wartości impedancji składowej zerowej $\underline{Z}_0$ są niezależne od pozycji PPZ. Wynika to z układu polaczeń TD w układzie podwójnej gwiazdy z obustronnie uziemionym punktem neutralnym. Dla porównania zestawiono wyniki pomiarów składowej zerowej klasycznego transformatora (TR), gdzie wartość ta jest zmienna i zależy od pozycji PPZ.

Tabela 4 *– Wyniki pomiarów impedancji Z1 i Z0 wewnętrznej TPF i TR*

TPF IIIdYNyn0, 410/410 kV, 1200 MVA				TPF IIIdYNyn0, 230/230 kV, 500 MVA			TR YNd11 115/16,5 kV, 25 MVA		
PPZ	α	$\underline{Z_1}$	$\underline{Z_0}$	α	$\underline{Z_1}$	$\underline{Z_0}$	α	$\underline{Z_1}$	$\underline{Z_0}$
	°	Ω	Ω	°	Ω	Ω	°	Ω	Ω
Min	-20	0,41 + j16,22	0,32 + j12,42	-10	0,28 + j1,96	0,19 + j0,84	330	9,11 + j277,69	10,38 + j114,25
0	0	0,33 + j11,57	0,32 + j12,42	0	0,23 + j1,21	0,19 + j0,84	330	6,68 + j188,544	6,53 + j79,21
Max	20	0,41 + j16,22	0,32 + j12,42	10	0,28 + j1,96	0,19 + j0,84	330	4,67 + j123,40	3,82 + j54,15

Próby wyznaczania napięcia zwarcia dla składowej zgodnej i zerowej wykonano zgodnie z wymaganiami zawartymi w [1]. Na rysunku 7 przedstawiono graficzną interpretację wyników pomiarów (tabela 4).



Rys. 7*. Zależność zmian impedancji wewnętrznej dla TPF oraz klasycznego transformatora*

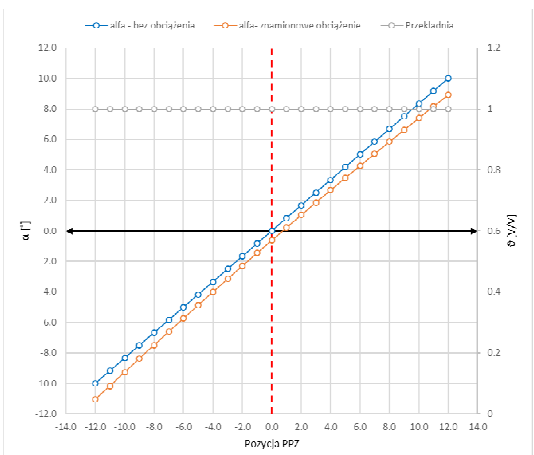
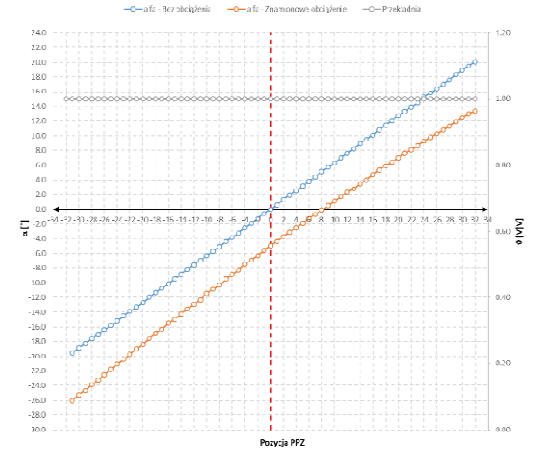
Opisane zależności zmian impedancji zwarcia $\underline{Z_1}$ oraz $\underline{Z_0}$ mogą być niemalże bezcenną informacją dla osób zajmujących się wyznaczaniem nastaw elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz osób prowadzących obliczenia sieciowe. Istotne jest, aby mieć świadomość, że pomimo tego iż TPF jest transformatorem, to należy jednak przy analizach sieciowych uwzględnić jego specyfikę pracy oraz charakterystykę zwarciową. Wyznaczenie napięcia zwarcia, przez co *de facto* wyznaczana jest impedancja wewnętrzna, jest niezbędną informacją do obliczania zdolności regulacyjnych TPF w warunkach rzeczywistej pracy. Aspekt ten został rozwinięty w dalszej części publikacji.

Pomiar kąta przesunięcia fazowego w stanie jałowym
oraz wyznaczenie wartości regulacyjnych dla pracy pod obciążeniem

Z punktu widzenia przeznaczenia badanego obiektu istotny jest pomiar możliwości regulacyjnych kąta przesunięcia fazowego α pomiędzy zaciskami stron „S" i „L" w stanie bez obciążenia. Pomiar możliwy jest jedynie przy wykorzystaniu źródła 3-fazowego napięcia przemiennego. W tym celu zasilono stronę „S" napięciem międzyfazowym o wartości 400 V, dokonując pomiaru napięć zespolonych strony „L" – wyznaczono obliczeniowo przekładnię oraz kąt przesunięcia fazowego.

Przekładnia napięciowa pomiędzy stronami „S" i „L" TS umożliwia identyfikację typu badanego TPF. Jeżeli w całym zakresie regulacji kąta fazowego wartość napięcia po stronie „L" jest niezmienna (tabela 5), oznacza to, że badany TPF jest w wykonaniu symetrycznym. Wynika to z faktu, że napięcie dodawcze ΔU (rys.3b) jest wprowadzane do toru głównego względem symetrycznie podzielonych cewek (rys.3a). Gdyby przekładnia napięciowa pomiędzy stronami ulegała zmianie (tabela 5), świadczyłoby to o tym, że badany TPF jest w wykonaniu asymetrycznym. Pomiar kąta przesunięcia fazowego w stanie bez obciążenia umożliwia określenie zdolności regulacyjnych w stanie obciążenia (wartości kąta fazowego αobc). W tabeli 5 zestawiono wyniki pomiarów dla stanu pracy bez i ze znamionowym obciążeniem mocą przechodnią TPF_1 – 1 200 MV·A, TPF_2 – 500 MV·A.

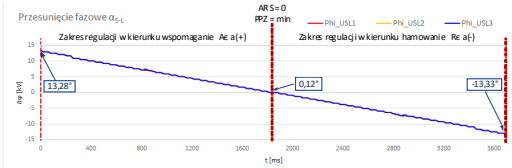
***Tabela 5** - wyniki pomiarów zakresu regulacji kąta α*

TPF IIIdYNyn0, 410/410 kV, 1200 MVA	TPF IIIdYNyn0, 230/230 kV, 500 MVA
	

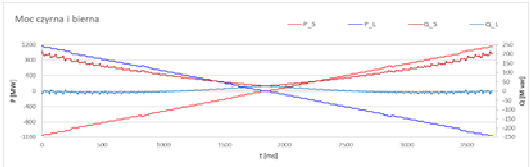
PPZ	Max -	0	Max +	Max -	0	Max +
ϑ	1,0 V/V	1,0 V/V	1,0 V/V	1,0 V/V	1,0 V/V	1,0 V/V
α_0	-20,1˚	0,0˚	+20,1˚	-10,0˚	-0,6˚	+10,0˚
α_{obc}	-26,8˚	-5,6˚	+13,4˚	-11,1	-20,1˚	+8,9˚

Widoczny jest znaczący wpływ impedancji wewnętrznej na przesunięcie się punktu pracy TPF w stanie obciążenia. Przykładowo dla TPF_1 zakres regulacji kąta α zmienił się z ± 20,1˚ na (-26,8˚ ÷ +13,4˚), dla porównania dla TPF_2 z ± 10,0˚ na (-11,1˚ ÷ +8,9˚). Różnice możliwości regulacyjnych w stanie pod obciążeniem wynikają z impedancji własnej danego TPF, a więc straty napięcia wprowadzanej do toru głównego, co powoduje zmianę wartości kąta fazowego α_{obc} w zależności od stopnia i charakteru obciążenia (cosφ). Przedstawione zależności jednak nie dają użytkownikowi TPF pełnej informacji o jego możliwościach regulacyjnych w warunkach pracy w sieci czyli w układzie dwustronnie zasilanym (Rys.1). W takich warunkach sieciowych TPF będzie cechował się innymi możliwościami regulacyjnymi kąta α_{obc} z uwagi na fakt, iż zarówno do strony „S", jak i „L", są przyłączone odbiorniki aktywne, przez co zakres regulacji będzie inny. W celu zobrazowania zjawiska posłużono się wynikami symulacji komputerowych z wykorzystaniem złożonego modelu TPF w aplikacji w układzie dwumaszynowym (Rys. 9). Wykorzystano w tym celu środowisko programistyczne Matlab. Systemy zastępcze SE_1 i SE_2 posiadają kąty przesunięcia fazowego równe 0˚. Przeprowadzono analizę regulacji kąta α w pełnym możliwym zakresie tzn. 32A ÷ 32R (-26,8˚ ÷ +13,4˚).

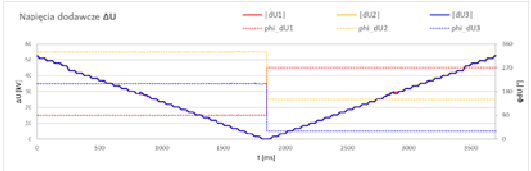
a) Zakres zmian kąta fazowego α



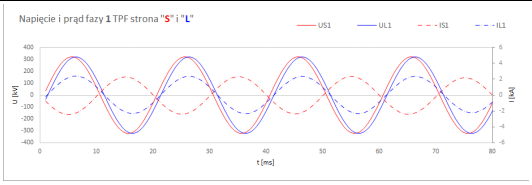
b) Zakres zmian mocy czynnej i biernej



c) Zakres zmian napięcia dodawczego ΔU

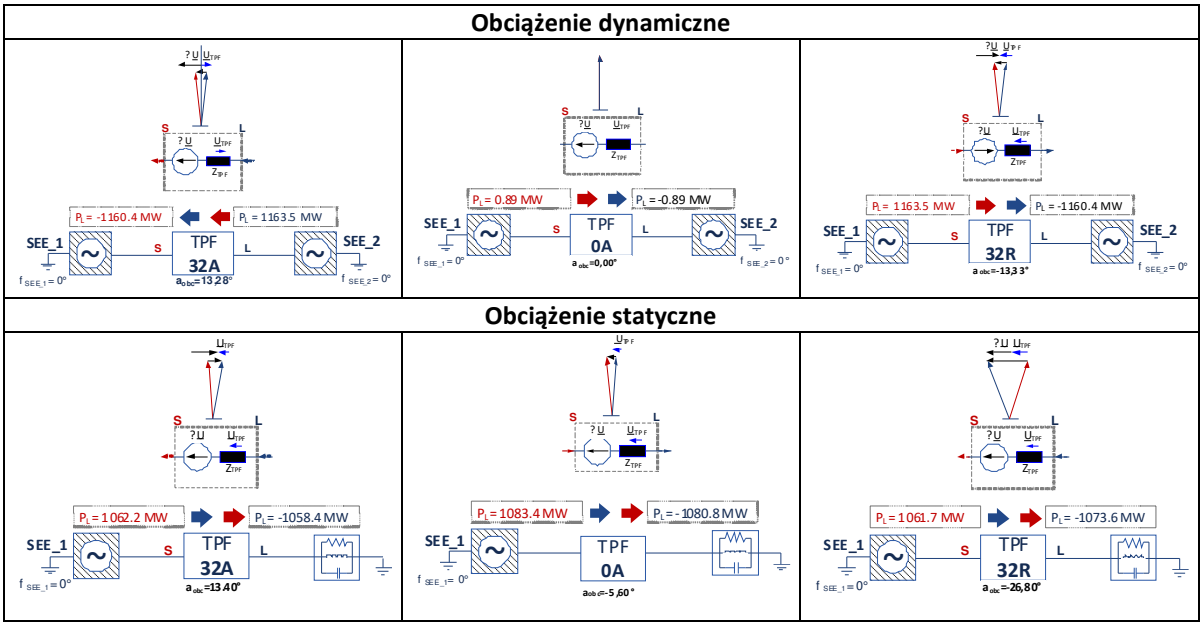


d) Przebiegi prądów i napięc strony „S" i „L" (32R)



***Rys. 8**. Zależności a) kąta fazowego α, b) regulacji mocy czynnej i biernej, c) napięcia dodawczego ΔU w funkcji PPZ*

Przedstawionemu zakresowi regulacji kąta fazowego α (Rys. 8a) odpowiada możliwość zmiany wartości i kierunku przepływającej mocy czynnej (±1200 MVA) i biernej (Rys. 8b). Jak już omówiono wcześniej zmiana kąta fazowego α odbywa się poprzez zmianę wprowadzanego do toru głównego napięcie dodawczego $\Delta\underline{U}$ (rys.8c); zmienia się zarówno jego moduł, jaki faza. Rys. 8a obrazuje rzeczywisty zakres możliwości regulacyjnych TPF_1 w stanie pracy w warunków sieciowych (-13,33˚ ÷ +13,28˚), dla porównania z wynikami obliczeń z przeprowadzonych pomiarów (-26,8˚ ÷ +13,4˚). Dla zrozumienia różnicy dyspozycji regulacji kąta α sporządzono poglądowe schematy (Rys. 9), gdzie zaznaczono stany pracy TPF w przypadku obciążenia dynamicznego (układ dwumaszynowy) oraz obciążenia statycznego w postaci elementu RLC. W pierwszym omawianym przypadku oprócz zmiany wartości przepływającej mocy zmianie ulega również jej kierunek, co skutkuje zmianą zwrotu fazowej straty napięcia $\underline{U}_{TPF}$ na impedancji wewnętrznej Z_{TPF}. W sytuacji występowania obciążenia statycznego, zmieniając wartość kąta α, zmieniać można jedynie wartość przepływającej mocy bez możliwości oddziaływania na jej kierunek (zwrot).



***Rys. 9**. Charakterystyczne stany pracy TPF w stanie obciążenia dynamicznego i statycznego*

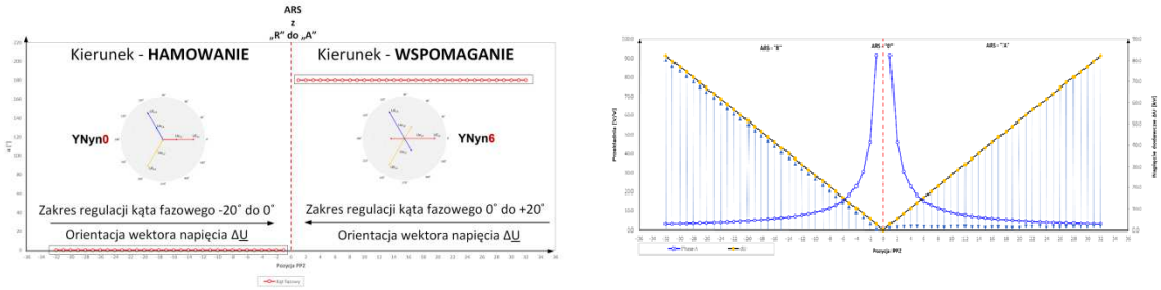
Omówione zależności, zwłaszcza rzeczywisty zakres regulacji kąta α, stanowią istotną informację dla użytkownika TPF, ponieważ określają dyspozycyjność regulacyjną obiektu.

Pomiary TD

Wykonując pomiary TPF w miejscu jego produkcji, możliwe jest również dokonanie pomiarów dla TD. W tym celu wykorzystywane są tymczasowo montowane izolatory przepustowe, które po wykonanych próbach są demontowane. Pierwszym możliwym do wykonania pomiarem dla TD jest sprawdzenie przekładni napięciowej w funkcji pozycji PPZ (PPZ znajduje się po stronie wtórnej jednostki TD – patrz Rys. 3). Dla przykładu omówiony zostanie przypadek TPF_1. Wartość napięcia dla zaczepu 1 ÷ 32 (rys.10b) zmienia się w granicach od 0 do 82 kV (napięcie międzyfazowe). Pozycja 0 odpowiada zmianie biegunowości połączeń początków i końców uzwojenia regulacyjnego (Rys. 4). Na tabliczce znamionowej TPF_1 (tabela 3) można zauważyć grupę połączeń IIId/**YNyn0**. co oznacza układ połączeń uzwojeń podwójnej gwiazdy z wyprowadzonym punktem neutralnym po obu stronach bez przesunięcia godzinowego

pomiędzy stronami. Wskazuje się, że takie podejście do oznaczania jest pewnym uproszczeniem – aby umożliwić zmianę kierunku przepływu mocy dla TPF w uzwojeniu strony wtórnej TD następuje rekonfiguracja układu połączeń początków i końców cewek fazy A, B, C (pozycja A – 0 – B), co w konsekwencji prowadzi do zmiany grupy wektorowej. Regulując fazę pomiędzy stronami TPF w zakresie „wspomagania", przesunięcie godzinowe pomiędzy stronami TD wynosi 0 – 0˚ (Rys. 10a), czyli oznaczenie YNyn0 jest prawidłowe. Natomiast, aby zmienić zakres regulacji kąta α w zakresie „hamowania", zmianie ulega grupa wektorowa z 0 na 6 (180˚) (Rys. 10a), co pozwala na zmianę orientacji wektora napięcia dodawczego ΔU – przy czym wówczas grupa wektorowa wynosi YNyn6.

a) b)



***Rys. 10**. Wyniki pomiarów a) grupy wektorowej oraz b) napięcia dodawczego TD*

3. Podsumowanie

TPF jest elementem SEE znanym już od lat 70 ubiegłego wieku. Początkowo stosowany jedynie w Stanach Zjednoczonych. W późniejszych latach znalazł również zastosowanie w pozostałej części świata. Zawsze jednak był instalowany w strategicznych punktach sieci, przede wszystkim na poziomie sieci przesyłowej. Aktualny stan oraz trend rozwijającej się energetyki zawodowej spowodował, że TPF stał się elementem wykorzystywanym nie tylko w sieci przesyłowej, ale i również na poziomie sieci dystrybucyjnej. Powodem jest przede wszystkim zwiększenie na rynku energetycznym udziału energii elektrycznej pochodzącej od niesterowalnych źródeł tj.: farm wiatrowych czy farm fotowoltaicznych. Mając na względzie rosnącą liczbę TPF instalowanych w sieci, należy poszerzać stan wiedzy osób zajmujących się ich eksploatacją. Przedstawione wyniki pomiarów oraz ich dyskusja pozwalają spojrzeć z nieco innej perspektywy na wyniki pomiarów np. przekładni napięciowej, gdzie nie jest to niczym nowym dla transformatora klasycznego. Jednakże w zastosowaniu dla TPF pomiar ten może dawać nieco większą ilość użytecznych informacji.

4. Literatura

[1] IEC 60076-52-1202:2017. Power transformers – Part 57-1202: Liquid immersed phase-shifting transformers

[2] IEC 62032:2012: IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers.

[3] Korab R, Owczarek R., Impact of phase shifting transformers on cross-border power flows in the Central and Eastern Europe region. Bulletin of the Polish Academy of Sciences Technical Sciences, 64 (2016), nr 1, 127-133

[4] Bednarczyk T., Szablicki M., Halinka A., Rzepka P: Structure of the automatic protection of a 2-tank symmetric phase shifting transformer. Acta Energetica, 9 (2018), nr 3, 4-13
[5] Bednarczyk T., Jaros A., Plath C.: Novel Approach for testing Phase Shifting Transformer. Transformer magazine, Issue 01/2019.
[6] Jemielity J., Opala K., Ogryczak T.: System Sterowania Przesuwnikami Fazowymi SSPF w SE Mikułowa. IEN Gdańsk 2014.
[7] COMTAP ARS, Technical Data TD 1889046/03. Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2010.
[8] TESTRANO 600 User Manual. OMICRON electronics GmbH 2018.
[9] Electric Power transformer Engineering. CRC Press LLC, 2004.
[10] A.Halinka, P.Rzepka, M.Szablicki: „Przenoszenie" zwarć niesymetrycznych przez przesuwniki fazowe. Forecasting in electric power engineering. Przegląd elektrotechniczny, 93 (2017), nr 4, 109-112.
[11] A.Halinka, P.Rzepka, M.Szablicki: Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku. Przegląd elektrotechniczny, 93 (2017), nr 3 28-31.

OZNACZANIE STOPNIA ZAWILGOCENIA I SYMULACJA SUSZENIA PODCZAS PRODUKCJI TRANSFORMATORÓW

MOISTURE DETERMINATION AND DRYING SIMULATION DURING MANUFACTURING OF TRANSFORMERS

Mario Scala, Christian Bonini
Siemens AG, Austria

SUMMARY

Active part drying in the vapor phase oven is the most effective process for drying to low moisture levels. However, the processes which follow afterwards are subjected to the exposure of the insulation surface to humid air. Most of this moisture can be removed through an evacuation process. One measure for determining the moisture at the insulation surface is the measurement of moisture in the atmosphere of the tank filled with air or oil. This indirect method is based on equilibration between the moisture in insulation surface and the surrounding atmosphere. Thermal treatment slightly reduces the absorption of moisture in cellulose. However, this measurement, performed upon delivery of a transformer, cannot indicate moisture values inside the insulation, where both lower and higher levels can occur. During transformer operation, an equalization process takes place inside the insulation. Averaging various local moisture levels is therefore permitted. The direct determination of moisture at different locations is given in [1]. The drying quality is indicated with the direct moisture measurements in a standard sample, along with the dew point information. Based on this data, the average moisture content can be estimated, e.g. for recalculating the local moisture or the aging of a transformer under thermal load.

Furthermore, the drying process in the vapor phase oven was simulated based on a cellulose moisture and aging model. The parameters used were oxygen (air pressure), temperature and moisture. The initial moisture content significantly influences aging during drying, while the moisture level in the dried state itself has a moderate influence on the initial moisture level.

Shortening the processing time by further increasing the drying temperature level after conventional heating would work with respect to drying. However, the aging would increase. Thermal treatment during processing should therefore be kept at a moderate level. It is possible to improve drying without increasing the temperature by accelerating the drying properties of heavy parts with low drying velocity.

During a convenient drying process, the influence on aging is generally low, while the residual moisture determines aging over the entire transformer operation time. Therefore, a low moisture level is a good option for minimizing the aging rate during transformer operation.

KEYWORDS

Drying simulation, vapor phase, cellulose, dew point measurement, moisture model, aging model

1. Introduction

When the transformers are delivered, the user of the equipment expects "well-dried and oxygen-free" equipment, as defined in standards.
For example, in the recent 2017 edition of the IEC loading guide [2], moisture content is indicated as an essential quantity. Doubling the moisture content accelerates aging by more than a factor of two. Indirect methods are generally used to gather information about moisture. However, answering the simple question of the moisture level of the transformer requires knowledge of the moisture behavior. Based on temperature and moisture migration time, moisture distribution inside the insulation forms a difference from the level at the insulation surface. This study was therefore conducted to combine direct and indirect moisture determination methods.

2. Indirect moisture determination

2.1. Electrical methods

Moisture determination based on electrical quantities has become popular over the last one or two decades. In this method, the leads of the windings during manufacturing or the bushings of a transformer offline are used to correlate the moisture with the measurement of polarization and depolarization current when applying a constant voltage. This method provides information about the insulation, such as between the two windings acting as electrodes. This approach is not discussed here.

2.2. Equilibrium method

This approach focuses on the moisture vapor pressure as the link between the cellulose surface and the ambient atmosphere. This atmosphere can consist of air, gas or even be in an evacuated state, with residual moisture which allows the moisture vapor pressure to be measured. By adapting moisture measurement devices to insulating liquids, this approach can be extended to moisture in the oil for oil-immersed cellulose.
Several sources are available here, such as the equilibrium curves [3] which cover moisture content in the cellulose in the range from 0.1% to 3%. These are historical measurements established more than 80 years ago. The quality of these results is high. Therefore, the curves are converted into mathematical functions based on formulas [4] which refer to the moisture vapor pressure of water.

Moisture in cellulose

Quantity	Unit	Explanation
W_c	%	Weight of moisture content in cellulose based on weight of non-oil-immersed cellulose, $W_c = 100 \cdot \text{weight}_{\text{moisture}} / \text{weight}_{\text{cellulose}}$
S_{c1} , S_{c2}	%	$S_{c1}+S_{c2}$ indicate the saturation value of "W_c"
p_c	hPa	Moisture vapor pressure of cellulose
p_0	hPa	Moisture vapor pressure of water at temperature of cellulose
T	°C	Temperature of cellulose
DP	-	Degree of polymerization of cellulose
R_c	-	Moisture absorption correction by aging in cellulose

eq.1 $$W_c(T) = S_{c1}(T) * \left(\frac{p_c}{p_0}\right)^{x_1(T)} + S_{c2} * \left(\frac{p_c}{p_0}\right)^{x_2}$$

eq.2 & 3 $$S_{c1}(T) = (14{,}36 - 0{,}062 * T) * R_c \qquad S_{c2} = 5.5 * R_c$$

eq. 4 & 5 $$x_1(T) = \frac{T - 20}{600} + 0{,}57 \qquad x_2 = 7$$

Aging reduces the absorption of moisture in cellulose. A correction derived from a study of the measurement results in [4] and [5] for low-aged cellulose (DP ≥ 800) is shown below.

eq. 6 $$R_c(DP) = 0.0001838 \quad * DP \; + 0.75$$

The values of this report are not treated with the R_c factor (R_c = 1 in eq.2).

Moisture sensor in air

Quantity	Unit	Explanation
RH_{sensor}	%	Relative humidity of moisture in air at moisture sensor
r.h.	-	Relative humidity in tank (p.u.), relative moisture vapor pressure
p_{air}	hPa	Moisture vapor pressure in air
p_0	hPa	Moisture vapor pressure of water at temperature of air (saturation value of "p_{air}")
T	°C	Temperature of air
$\Delta p_{@air}$	hPa	Air pressure in tank minus air pressure at moisture sensor

eq. 7 $$r.h. = \frac{RH_{sensor}}{100} * \frac{1000 + \Delta p_{@air}}{1000}$$

The term with $\Delta p_{@air}$ decribes by the pressure increase in the tank during the dew point measurement (see 3.6). "1000" stands for the pressure of the atmosphere. This is a factor in the range from 1.2 - 1.3.

eq. 8 $$p_c = p_{air}$$ Moisture in air in equilibrium with moisture on cellulose surface

eq. 9: Insert in eq.1 $\frac{p_c}{p_0} = r.h.$ if the cellulose and air temperatures are the same.

If the cellulose and air temperatures differ, then add the moisture vapor pressure of eq. 8 to eq.1.

Moisture sensor in oil

As a rule, the capacitive sensor technique can also be applied in an oil-immersed state.
Instead of "RH", the "a_w" value is given here, known as the "activity of water." In both cases, the relative moisture vapor pressure is the measured quantity.

Quantity	Unit	Explanation
W_{oil}	ppm	Weight of moisture content in oil based on weight of oil
$S_{oil@1013}$	%	S_{oil} at oil pressure of 1013 hPa (1 atmosphere)
p_{oil}	hPa	Moisture vapor pressure in oil
p_0	hPa	Moisture vapor pressure of water at temperature of oil (saturation value of "p_{oil}")
a_w	-	Water activity in oil, relative moisture vapor pressure in oil (measured value)
RS	%	Relative moisture content in oil
T	°C	Temperature of oil
$p_{@oil}$	hPa	Pressure in oil (hydrostatic pressure + gas pressure above oil)

eq. 10 $$p_{oil} = a_w * p_0$$

None of the three quantities of equation eq. 10 are influenced by external pressure "$p_{@oil}$" in the liquid.
The determination of the moisture at the cellulose surface in equilibrium with moisture in oil and equal temperatures of cellulose and oil is shown below:

eq. 11: Insert in eq.1 the a_w value $\frac{p_c}{p_0} = a_w$

For the electrical withstand capability in the electrical field, the relative moisture content is the significant quantity:

eq. 12 $$RS = \frac{W_{oil}}{S_{oil@1013}} * \frac{1013}{p_{@oil}}$$ A sensor for determining RS directly is not known.

3. Results during transformer manufacturing

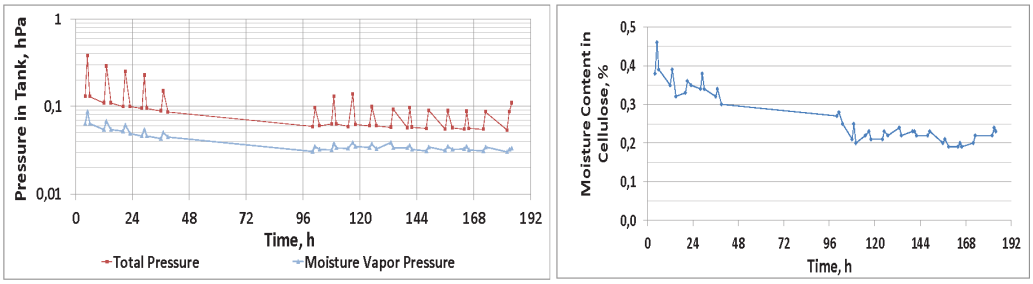
3.1. The vapor phase drying process

Fig. 1: moisture sensor on vapor phase oven

A Vaisala DMT 344 moisture vapor pressure sensor was installed in such a way to achieve a reduced temperature level according to the specification of the sensor. The electrically powered sensor was protected against kerosene and did not operate in the kerosene atmosphere of the oven due to safety regulations and the explosive atmosphere.
In the last step of vapor phase drying, the vacuum pumps remove kerosene, residual moisture and other gas from the active part.
While vacuum pumps are in operation, the moisture vapor pressure is significantly lower than the total pressure. Equation 1 reveals that the moisture vapor would equal an extremely low cellulose moisture value of 0.002%. While the pumps are in operation, this is not an equilibrium value. To gain equilibration, the pumps should be taken out of operation, which was not possible with the existing equipment. However, the low pressure is still a good indicator that the evacuation power of the system fulfils the drying requirements.

3.2. Active part tanking and vacuum process

After installing the active part in the transformer tank, the tank is evacuated. The eight days of evacuation are shown in Fig. 2. Measurements were also performed for internal purposes, which included the use of a moisture vapor pressure measurement device. The moisture vapor pressure is also much lower here than the total gas pressure. The peaks are the result of a two-hour interruption of evacuation in order to measure the pressure increase. This serves to check the tightness of the tank and any gas leakage from the active part. This pressure test is generally applied for only one hour.



a) Pressure of total gas and moisture (hPa = mbar) b) Recalculation to moisture in cellulose surface

Fig. 2: Evacuation before oil filling; peaks based on interruptions of evacuation for 2-hour pressure increase measurement (Time "0 h": A few hours after start of evacuation)

The peaks of moisture vapor are much lower than the peaks of the total gas level (see the red line in Fig. 2). The sensor response is fast enough to return to the initial value; there are no inertia effects. Obviously, active part moisture does not dominate the gaseous atmosphere in the tank. Air and, to a lesser extent, other components, such as CO and CO_2, can be considered a source. After 110 hours, the conditions remain stable and reversible, referring to the gas leakage of the tank.
The recalculated moisture at the cellulose surface remains below 0.3%. However, the two hours without operation of vacuum pumps are not sufficient for moisture equilibration.

3.3. Oil filling

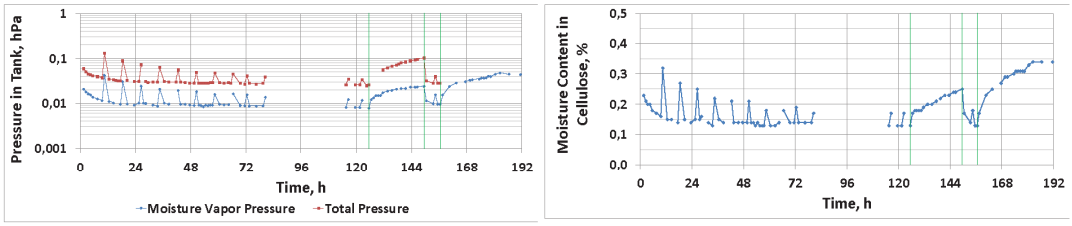
Filling with oil is done in a heated state. Here, new mineral oil has moisture values of about 3 ppm. When cooled to 25 °C, the moisture level decreases to ≤ 1 ppm. This reduction is combined with an almost unchanged moisture content at the insulation surface.

3.4. Heat run

During a heat run test, the measurement of moisture in oil produces a trend for the moisture content in solid insulation. The low moisture content causes uncertainties due to the tolerances of moisture measurements. Based on the absolute temperatures of the bottom oil, top oil at the cooler and winding and the average winding temperature, a moisture distribution can be derived from the measured moisture in oil. A dynamic moisture model can also be applied. This is not part of this paper.

3.5. After draining the oil

Similar to the evacuation before filling with oil, as well as upon dispatch and delivery of a transformer without oil, the tank is also evacuated before being filled with dried air. For this investigation, a moisture vapor pressure sensor was again mounted on the tank.



a) Pressure of total gas and moisture (hPa = mbar) b) Recalculation into moisture in cellulose surface

Fig. 3: Process after FAT and oil draining; (Time "0 h": A few hours after start of evacuation)

@ 0 – 125.5 hrs: Evacuation interruptions with 2-hour pressure increase measurements
@ 125.5 hrs: 24-hour pressure rise in vacuum
@ 149.5 – 156.5 hrs: Evacuation
@ 156.5 hrs: Filling with dry air and 24-hour equilibration before dew point measurement

After 125.5 hours, the evacuation process was stopped in order to measure the pressure rise in the evacuated tank over 24 hours. It can be seen that equilibration was not finished in the vacuum. Therefore, evacuation was carried out again between hours 149.5 and 156.5, in order to continue with the standard procedure for dew point measurement based on the filling of the tank with dried air. The air filling was finished in hour 167.5. In comparison to the evacuated state, the moisture pressure increase is significantly faster in the air-filled tank. The air molecules improve the convection of gas for transporting moisture gas molecules to the sensor on the tank.
Two different installations of moisture sensors showed that, for a fast response, the sensor must be mounted directly on the tank. A tube between the tank and the sensor hampers equilibration with the sensor.

3.6. Dew point measurement and initial insulation DP number

Upon transformer delivery, the tank with the active part is evacuated and filled with dried air to produce overpressure. This enables air to stream out of the tank. The humidity of this air is measured. Based on equilibrium with the moisture on the insulation surface and at a known insulation temperature, the moisture can be determined from the equilibrium curves of eq. 7 - eq. 9, as indicated previously.

Example of measurement results

The result of the dew point measurement depends on the cellulose temperature.
Moisture content based on temperature of air in tank: 0.54%
Based on temperature of fiber optic sensors in OD windings: 0.45%
In general, these winding sensors are not available during the delivery of a transformer.

The DP number

New cellulose with a DP number in the range of 1200 or more – sometimes the level does not exceed 1000 – occurs with a DP level > 900 after manufacture. Due to deviations in material properties and tolerances of measurement results, the focus should not be on this value. The material properties of cellulose and the moisture content are much more relevant for aging and lifetime considerations than the initial DP value.

Another aspect of the DP number refers to moisture absorption. The moisture absorption is reduced in cellulose fibers with a reduced DP number. Therefore, the equilibrium charts [3] can be based on DP numbers in the range between 1300 and 1400, while new transformers are delivered with a DP of about 1000. A reduction of the moisture absorption of the equilibrium charts with a correction factor 0.93 (R_c according to eq. 6) is plausible.

Interpretation of dew point result

Here, at least, the dew point value of about 0.5% without R_c correction slightly exceeds the average moisture level in an oil-impregnated, 1 mm sample, determined by direct moisture measurement at about 0.4%. The slight influence of the R_c factor reduces the small difference. There might be also a difference between the moisture in the surface layer and the average value of a 1 mm-thick sample. The moisture distribution in the insulation is not homogeneous.
Different insulation parts will contribute to the total moisture content. The dew point measurement, however, is restricted to the condition of the insulation surface only.

4. Averaging total moisture

As the state of the art of technology, the dew point method provides information about moisture at the insulation surface. As a result, the combination with the direct moisture measurement inside cellulose samples [1] offers a good approach for determining an average moisture level for the transformer insulation. The center of a pressboard cuboid sample (100 × 100 x 50 mm) provides a value which covers a lot of insulation material and does not exhibit sensitivity to the influence of moisture migration at the surface. Many parts will also show lower moisture levels inside the bulk volume of the cellulose after drying. This sample should therefore be used as a robust standard sample if a moisture level check is specified. These two values offer an overview of the transformer moisture. In order to take into consideration the insulation parts with increased moisture levels, examinations with pressboard plates were also conducted [1]. A method of moisture determination in the center is also included. Here, pressboard (minimum dimension 280 × 280 mm) with drying holes was recommended for samples.
Averaging insulation parts with different moisture levels can be accepted due to the homogenization or equilibration of moisture when under thermal load. Nevertheless, moisture distribution exists based on the transformer temperature distribution when in a state of equilibrium.
Here is a method of how to determine the average moisture level upon delivery of a transformer. This approach is applied in order to calculate the aging properties of a transformer during load operation with thermal network models.

eq. 13 $$W_{average} = 0.2 * W_{plate} + 0.5 * W_{cuboid} + 0.3 * W_{dewpoint}$$

An example of moisture values is shown below:

$$W_{plate} = 0.7\% \quad W_{cuboid} = 0.36\% \quad W_{dewpoint} = 0.5\% \quad \rightarrow \quad W_{average} = 0.47\%$$

Due to the moderate contribution of thick parts, a simple method can be used to derive their moisture level from the cuboid sample: $W_{plate} = 2 * W_{cuboid}$.

By applying special measures[1], the moisture increase can be reduced: *[1]) Publication process is ongoing*

$$W_{plate} = 1.3 * W_{cuboid} = 0.47\%$$

Based on this, the total moisture level is reduced to $W_{average} = 0.42\%$ instead of 0.47%.
This further reduces the contribution of large and thick parts, and the effort involved in measuring the third moisture quantity W_{plate} is not necessary.

5. Simulation of vapor phase drying

Active part drying consists of at least four phases:

I. Start-up procedure with evacuation, heating with oven walls and infeed of kerosene vapor

II. Heating of active part with kerosene vapor
Several brief pressure drops remove partitions of gas and vapor inside the winding blocks

III. Fine vacuum phase without kerosene vapor

IV. Cooling phase or opening of the oven

For the drying simulation, several inputs are necessary:

- Temperature of insulation parts, determined by a direct measurement of the insulation temperature or determined indirectly by the temperature of the kerosene
- The moisture vapor pressure in the tank atmosphere p_{oven} – negligible, according to 3.1 in a vacuum
- The initial homogenized moisture level in the solid insulation W_c
- The reduction of moisture in the solid insulation ΔW_c per time increment Δt, based on the current moisture vapor pressure inside the solid insulation p_c minus the moisture vapor pressure in the oven atmosphere p_{oven} and time constant τ of moisture exchange at a reference temperature and geometry adaption factor f, deduced from vapor phase drying measurements:

eq. 14 $$\Delta W_c = \frac{f}{\tau} \cdot (p_c - p_{oven}) \cdot \Delta t$$

- The temperature-dependent moisture vapor pressure p_c for a moisture content W_c, determined in eq.1
- The initial DP number before drying; during aging, the degree of polymerization (DP) decreases non-linearly (eq. 15). This reduction of cellulose fiber length reduces the mechanical strength.
- Parameters: temperature, moisture, oxygen (air pressure), thermally upgraded cellulose

Output of drying simulation: Time-dependent value of moisture and aging (DP-number) in cellulose

Short description of the aging function

A description is given in [6]

eq. 15 $$\frac{1}{DP_t} = \left[DP_{t-1}^{\,1-p} + K_t \cdot t \cdot (p-1) \right]^{\frac{1}{p-1}}$$

The K factor describes the aging acceleration with moisture and oxygen content [6], named the A factor in [2]. In the literature [2], the temperature-dependent factor is added to the K factor, while the temperature is included in the exponent p [6] here. In the literature, p is the constant 2.

In eq. 15 with an exponent p=1, the function DP versus time t would change to the e function. This is expected at moderate temperatures. However, experimental results are not available.

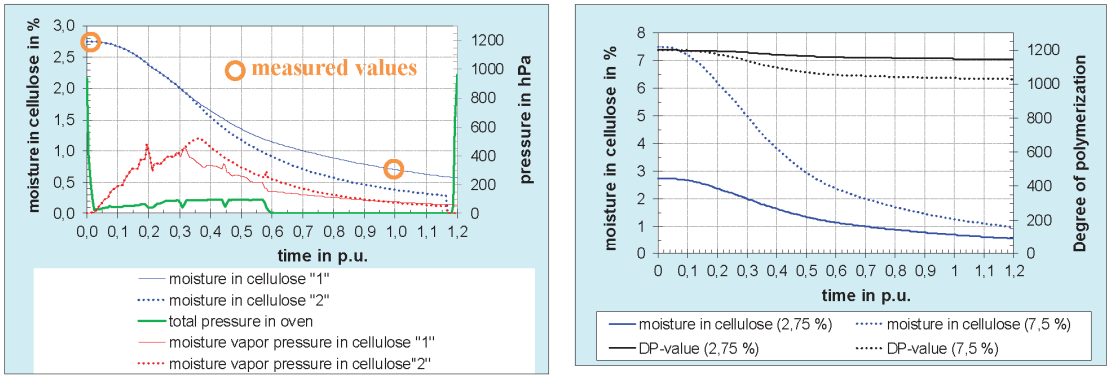
The formula is applied in time increments with a K factor based on the current moisture and oxygen content. For results, see Fig. 4.

The "K factor" has a historical basis. With increasing cellulose temperatures, the doubling of the aging rate is based on decreasing temperature increments ΔT according to Montsinger's law, while in the literature, the Arrhenius function is applied to thermally upgraded paper with an opposite trend: the ΔT increments increase with increasing cellulose temperatures. However, measurement results tend also toward the opposite trend [6].
Here, the assumption was made that the difference compared to aging without mineral oil is minimal.

Influence of active part drying temperature and initial moisture content

There are tolerances for DP measurement results. Mathematical models also have restrictions in accuracy. However, differences which are close to the measurement tolerances can be examined efficiently in models.

In the following study, the moisture behavior of a large insulation part was simulated with the slow reduction of moisture in the center. Prior drying was not considered. The following study shows the influence of an increased drying temperature on the processing duration and aging in **Fig. 4 a**. Drying mode "1" is used as the standard procedure with per unit time p.u. = 1 and measured insulation temperature. The time range was extended to 1.2 p.u. Mode "2" uses the same heating procedure, however with an increasing temperature up to 10 °C beginning at p.u. time 0.25.
The second diagram shows the influence of initial moisture content in delivery condition of a pressboard winding press ring in the factory (2.75%) in comparison to 7.5% moisture content.



a) Standard "1" and increased temperature "2" b) initial moisture content 7.5 % and 2.75 %

Fig. 4: simulation of vapor phase drying; moisture between 4 drying holes in pressboard, 10 cm thick

TABLE 1: Influence of vapor phase temperature profile according to Fig. 4 a

	Temperatures	Relative drying time	Moisture %	DP number
Initial condition		0	2.75	1200
Drying mode 1	conventional	1	0.7	1149
Drying mode 2	increased up to 10°C	0.71	0.7	1111

TABLE 2: Influence of initial moisture content according to Fig. 4 b

Initial moisture %	Temperatures	Relative drying time	Moisture %	DP number
		0		1200
2.75 (conventional)	conventional	1	0.7	1165
7.5	conventional	1	1.23	1085
7.5	conventional	1.44	0.7	1078

An initial moisture content of 7.5% instead of 2.75% increases the DP drop from 35 to 115 (factor of 3), while the residual moisture of 1.23% instead of 0.7% differs by just a factor of 1.75.

The results show the active part drying as the main drying process with a low degree of aging [7].

Nevertheless, in 4 measures were applied to improve the drying velocity of "slow" parts without increasing the drying temperature. The drying time and aging of insulation can be reduced slightly.

However, at extremely high drying temperature levels, processing would have a greater effect on the initial DP.

6. Conclusion

The influence of the processing steps on moisture performance during manufacturing is indicated.

- Based on this, a method is introduced to determine the average moisture content of a transformer upon delivery. This can be used as a starting point for assessing transformer performance during operation.
- A simulation of insulation part drying in the vapor phase oven is demonstrated. The influence on residual moisture and aging is calculated based on the physical properties. A trend of the influence of drying time, temperature and initial moisture content can be analyzed. A reduction of drying time by compensating with an increased drying temperature increases aging. The examples with moderate drying temperatures show a very low contribution to aging.

BIBLIOGRAPHY

[1] M. Scala, Ch. Bonini, "Direct moisture determination in processing of power transformers", CIGRÉ Torun May 7-9, 2019, Poland

[2] Standard IEC 60076-7 "Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers" edition 2017

[3] Standard IEEE Std C57.93-2007 "IEEE Guide for Installation and Maintenance of liquid-immersed power transformers" fig. B.2

[4] M. Scala, "Moisture assessment in transformers including overloading limits" (CIGRÉ Session Paris A2-202, 2008)

[5] P. Przybylek, "Water saturation limits of insulation liquids and hygroscopicity of cellulose in aspect of moisture determination in oil-paper insulation" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,Vol. 23, No. 3, June 2016

[6] M. Scala, C. Bonini, "Measurement results and calculation model of thermally aged cellulose, including non-constant moisture levels", 2nd international conference on innovation best practices in transformer design, testing and maintenance, 12th&13th December 2014, New Delhi, India

[7] Ch. Krause L. Dreier H.P. Gasser K. Kiriyanthan, "Thorough drying of UHV transformer insulation for minimum moisture versus premature aging by drying – a technical conflict" CIGRE SC A2 Colloquium Sept.20-25, 2015, China

POWTARZALNOŚĆ WYNIKÓW POMIARU NAPIĘCIA PRZEBICIA ZAWILGOCONEGO I ZANIECZYSZCZONEGO OLEJU TRANSFORMATOROWEGO

REPEATABILITY OF MEASUREMENT RESULTS OF BREAKDOWN VOLTAGE OF MOISTENED AND CONTAMINATED TRANSFORMER OIL

Tomasz Piotrowski
Politechnika Łódzka
Mateusz Wójciak
Politechnika Łódzka, ZREW Transformatory S.A.

1. Wstęp

Olej mineralny jest znany i stosowany, jako ciecz elektroizolacyjna od ponad 100 lat. W tym czasie prowadzone były liczne i intensywne badania mające na celu opisanie mechanizmu prowadzącego do przebicia dielektryków ciekłych, a więc i oleju mineralnego. Okazało się, że zadanie to jest trudne ze względu na ich złożoną budowę oraz konieczność rozróżnienia tych o czystości laboratoryjnej i technicznej.

Z praktycznego punktu widzenia, równie ważne jak poznanie mechanizmów przebicia, jest rozpoznanie czynników, które mają istotny wpływ na wytrzymałość elektryczną cieczy izolacyjnych oraz określenie jaki jest to wpływ. Wydaje się, że problem ten rozpoznano dosyć dobrze [1-7], mimo tego, że powtarzalność badań prowadzonych na cieczach dielektrycznych o czystości technicznej szacowano na 30÷50 % [1].

W efekcie badań stwierdzono, że na wytrzymałość cieczy izolacyjnych wpływa: rodzaj, biegunowość i czas przyłożonego napięcia; kształt, odległość, materiał i stan powierzchni elektrod; temperatura i ciśnienie; zawartość wody, zanieczyszczeń stałych i gazowych a nawet ilość wyładowań, jakie miały w nim miejsce. Mnogość wymienionych czynników spowodowała, że porównywanie wytrzymałości elektrycznej np. oleju mineralnego ma sens w ściśle określonych warunkach, które pozwalają ograniczyć liczbę tych czynników do minimum. Postępowanie takie doprowadziło do unormowania [8-10] wymagań dotyczących procedury badania oleju i spowodowało, że napięcie przebicia oleju stało się jednocześnie wskaźnikiem obecności w nim wody i zanieczyszczeń stałych [8].

W normie [8] stwierdza się, że na rozrzut wyników napięcia przebicia ma istotny wpływ wartość wyniku pomiaru. Biorąc pod uwagę, że wartość napięcia przebicia jest uwarunkowana przez poziom zawilgocenia i zanieczyszczenia oleju, postanowiono sprawdzić, czy i ewentualnie jaki występuje związek między rozproszeniem wyników pomiaru napięcia przebicia a poziomem zawilgocenia i zanieczyszczenia oleju.

2. Przygotowanie materiału do badań

Do badań wykorzystano świeży, obrobiony olej elektroizolacyjny firmy Nynas typ Nytro Draco. Jest to olej nieinhibitowany o parametrach deklarowanych przez producenta [11], które zestawiono w tabeli 1.

Tab. 1. *Zestawienie, deklarowanych przez producenta, parametrów oleju Nytro Draco [11]*

Parametr	Jednostka	Metoda testowania	Wartość		
			min.	maks.	średnia
Lepkość przy 40°C	mm^2/s	ISO 3104		12,0	9,3
Lepkość przy 30°C	mm^2/s	ISO 3104		1800	1100
Temperatura płynięcia	°C	ISO 3016		-40	-54
Zawartość wody	mg/kg	IEC 60814		30	< 20
Napięcie przebicia - w stanie dostawy - po preparacji	kV	IEC 60156	 30 70		 40 - 60 > 70
Gęstość przy 20°C	kg/dm^3	ISO 12185		0,895	0,887
tgδ przy 90°C		IEC 60247		0,005	< 0,001
Wygląd		IEC 60296	czysty, wolny od osadów		
Liczba kwasowa	mg KOH/g	IEC 62021		0,01	< 0,01
Napięcie powierzchniowe	mN/m	EN 14210	40		45
Temp. zapłonu	°C	ISO 2719	135		148

Założony program badań przewidywał przygotowanie 5 próbek oleju o różnym stopniu zawilgocenia i tym samym poziomie zanieczyszczenia oraz 5 próbek oleju o różnym stopniu zanieczyszczenia i stałym poziomie zawilgocenia. Objętość przygotowanych próbek była taka, aby dla każdej z nich można było przeprowadzić po co najmniej 5 serii pomiarowych.

Oznaczanie zawartości wody w oleju mineralnym było wykonywane metodą Karla Fishera na stanowisku pokazanym na rysunku 1. Do wykonania pomiaru wykorzystano:

- aparat Coulometer 899 firmy Metrohm do oznaczania zawartości wody,
- wagę OHAUS Pioneer, służącą do wyznaczenia ilości pobranej próbki badanego oleju,
- strzykawkę 10 ml do pobierania próbki oleju.

Rys. 1. *Stanowisko do pomiaru zawilgocenia próbki oleju: od lewej Coulometer 899, drukarka oraz waga OHAUS Pionee*

Dla całej partii oleju, która miała być badana przy zmiennym poziomie zawilgocenia, określono początkowy poziom zawilgocenia i zanieczyszczenia. Następnie podzielono ją na 5 części i do czterech z nich dodawano pipetą odpowiednio 100, 200, 300 i 400 µl wody demineralizowanej.

Pomiar poziomu zawilgocenia powtarzano pięciokrotnie, a za wartość końcową przyjmowano średnią z otrzymanych wyników. W tabeli 2 zestawiono wyniki pomiaru poziomu zawilgocenia uzyskane dla poszczególnych porcji oleju.

Tab. 2. *Pomierzone wartości zawilgocenia kolejnych porcji oleju w ppm.*

W1	W2	W3	W4	W5
14,4	31,2	44,4	49,5	68,1

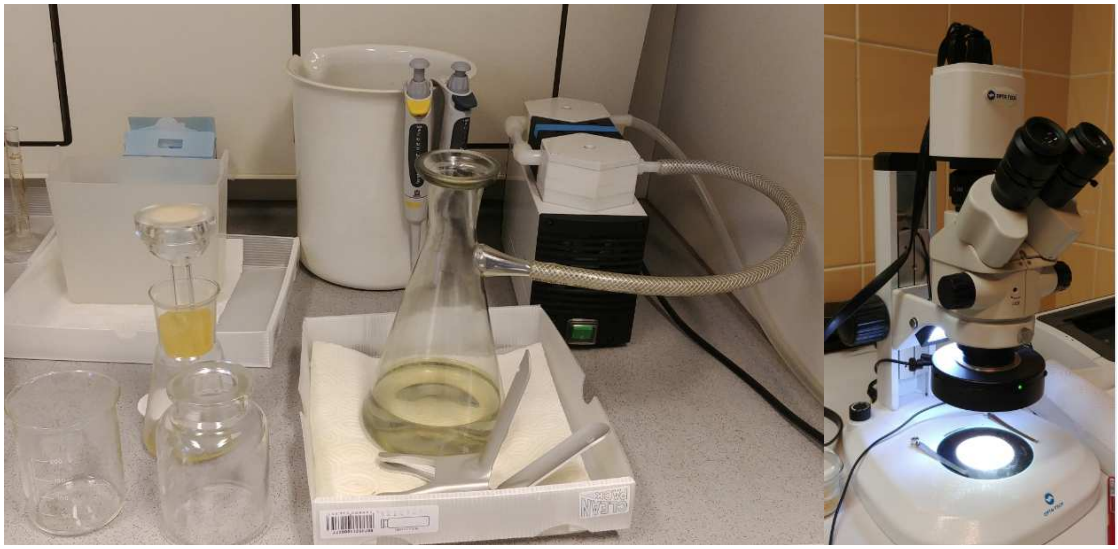
Również dla całej partii oleju, która miała być badana przy zmiennym poziomie zanieczyszczenia, określono początkowy poziom zawilgocenia i zanieczyszczenia. Następnie podzielono ją na 5 części i do czterech z nich (Z2...Z5) dodawano zanieczyszczenia stałe w ilościach podanych w tabeli 3.

Tab. 3. *Charakterystyka i ilość zanieczyszczeń dodawanych kolejno do próbek oleju Z2...Z5*

Celuloza/pył [g]	0,1233	0,3359	0,4999	0,6574
Zanieczyszczony olej ze starych transformatorów [ml]	0,75	1,5	2,3	3

Do oznaczania zawartości cząstek stałych, została zastosowana metoda analizy pozostałości pofiltracyjnych oleju mineralnego pod mikroskopem. Użyto następującej aparatury (rysunek 2):

- zestaw do filtracji pod ciśnieniem,
- mikroskop, firmy Opta-Tech wyposażony w kamerę cyfrową.



Rys. 2. *Stanowisko do filtracji pod ciśnieniem (po lewej) oraz mikroskop firmy Opta-Tech z kamerą (po prawej)*

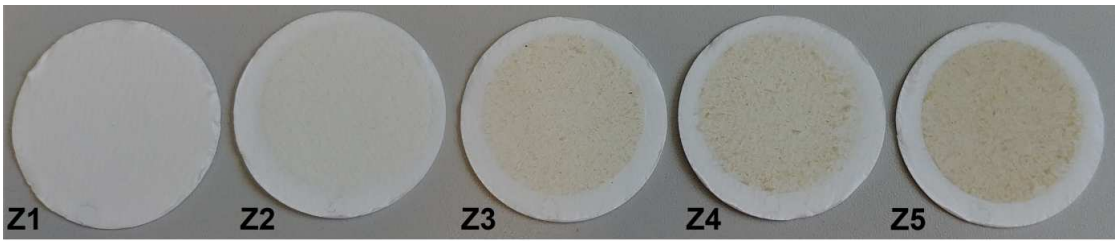
W celu oznaczenia ilości i wielkości cząstek stałych, pobraną próbkę oleju (100 ml) filtrowano pod ciśnieniem przez sączek z membraną 0,45µm. Średnica sączka, na której osadzały się zanieczyszczenia wynosiła 40,7 mm. Następnie sączek umieszczano pod mikroskopem i wybierano trzy pola obserwacji z różnych części sączka o powierzchni równej 20 mm^2 każde. Za pomocą kamery obraz każdego pola był przesyłany na monitor, gdzie obliczano liczbę cząstek zanieczyszczenia o odpowiednim rozmiarze. Za wynik końcowy przyjmowano średnią liczbę zanieczyszczeń z trzech pól obserwacji przeliczoną na powierzchnię całego sączka

i przypisywano jej stosowny kod ISO [12]. Uzyskane wartości oraz przypisane im klasy zanieczyszczeń zestawiono w tabeli 4.

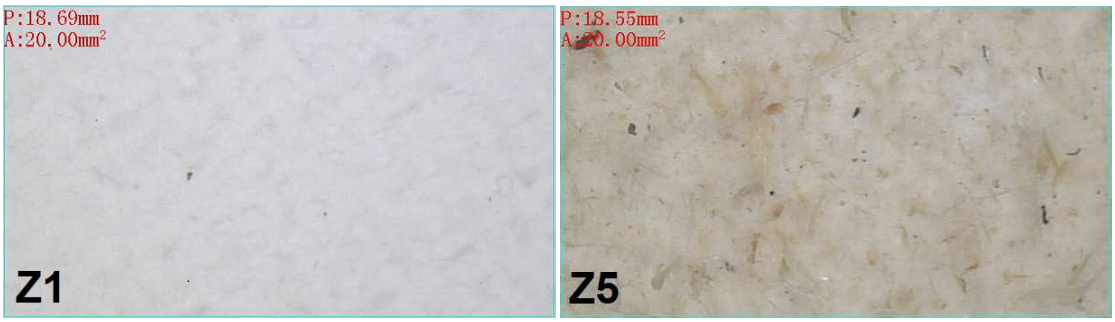
Tab. 4. *Oznaczone klasy zanieczyszczeń próbek oleju poddanego badaniu*

	Wielkość cząstek	Ilość cząstek zanieczyszczeń w 100 ml oleju	Klasa zanieczyszczeń
Z1	p > 4 µm	1970	11/9/7
	p > 6 µm	501	
	p > 14 µm	110	
Z2	p > 4 µm	13829	14/13/12
	p > 6 µm	5832	
	p > 14 µm	3166	
Z3	p > 4 µm	22625	15/13/12
	p > 6 µm	6131	
	p > 14 µm	3556	
Z4	p > 4 µm	24622	15/13/13
	p > 6 µm	7171	
	p > 14 µm	4246	
Z5	p > 4 µm	32748	16/14/13
	p > 6 µm	8693	
	p > 14 µm	5442	

Widok sączków po przefiltrowaniu przez nie oleju o kolejnych poziomach zanieczyszczenia pokazano na rysunku 3. Z kolei na rysunku 4 zaprezentowane zostało przykładowe pole obserwacji wyodrębnione na sączku, przez który przefiltrowano olej najmniej i najbardziej zanieczyszczony cząstkami stałymi.



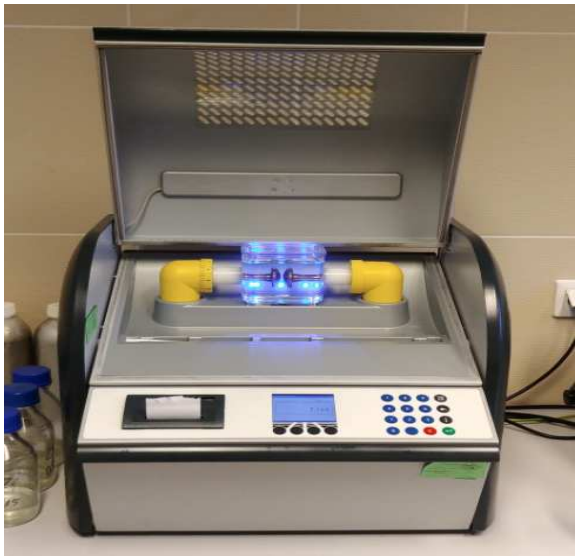
Rys. 3. *Widok sączków z osadzonymi zanieczyszczeniami stałymi*



Rys. 4. *Pole obserwacji wyodrębnione na sączku, przez który przefiltrowano olej najmniej (Z1) i najbardziej (Z5) zanieczyszczony cząstkami stałymi*

3. Pomiar napięcia przebicia

Pomiar napięcia przebicia został wykonany zgodnie z normą IEC 60156 [8]. Do pomiaru wykorzystano aparat BAUR DTA 100C przedstawiony na rysunku 5.



Rys. 5. *Aparat BAUR DTA 100C wykorzystany do pomiaru napięcia przebicia*

Każdy pierwszy pomiar napięcia przebicia, po wlaniu oleju do naczynia probierczego o pojemności 0,5 litra, został wykonany po 5 min. Kolejne pomiary w serii były wykonywane w odstępach 2 minut. W każdej serii łącznie zostało wykonanych sześć pomiarów. Próba była wykonywana przy napięciu przemiennym zwiększanym ze stałą szybkością wynoszącą 2 kV/s do momentu wystąpienia przebicia. Ciecz elektroizolacyjna była przez cały czas mieszana mieszadłem magnetycznym. Odstęp między elektrodami o kształcie półkul wynosił 2,5 mm.

Na podstawie wyników uzyskanych dla każdej próbki oleju w serii 6 pomiarów policzone zostały wymagane przez normę wskaźniki statystyczne:

- wartość średnia w kV, która przyjmowana jest, jako ostateczny wynik pomiaru

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{\mathrm{n}} \tag{1}$$

- odchylenie standardowe S w kV

$$\mathrm{S} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{X})^2}{n-1}} \tag{2}$$

- współczynnik zmienności δ w %

$$\delta = \frac{S}{\bar{X}} * 100\% \tag{3}$$

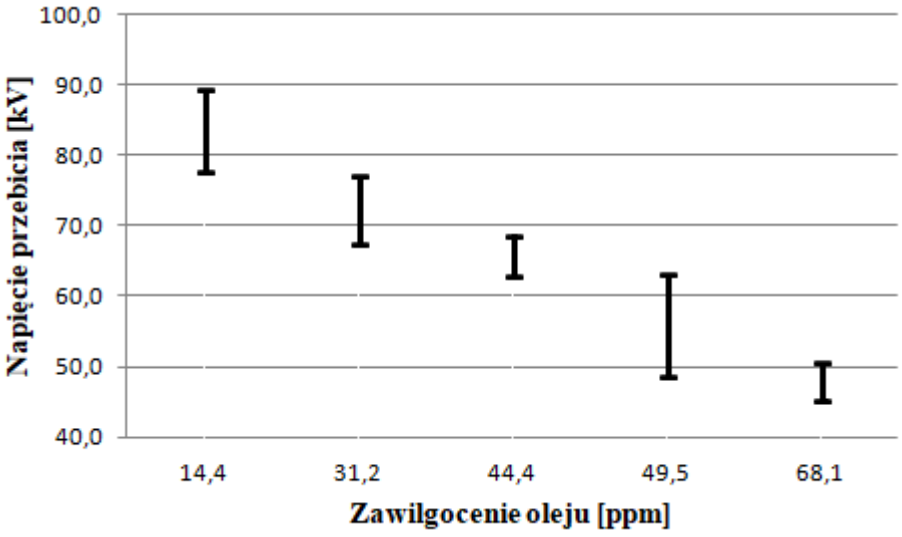
gdzie,
x_i – kolejne wartości napięcia przebicia, w [kV],
n – liczba pomiarów w serii.

W tabeli 5 zebrano, obliczone na podstawie przeprowadzonych pomiarów, wartości wskaźników statystycznych związane z napięciem przebicia porcji oleju o różnym poziomie zawilgocenia.

Tab. 5. *Wartości wskaźników statystycznych związanych z wytrzymałością elektryczną próbek oleju o różnym poziomie zawilgocenia (dla każdej próbki oleju W1...W5 przeprowadzono po 5 serii pomiarów)*

	Parametr	Nr serii pomiarowej				
		1	2	3	4	5
W1 (14,4 ppm)	$\bar{X}$ [kV]	89,7	77,8	79,5	79,3	82,9
	S [kV]	4,2	12,9	9,0	9,6	7,7
	δ [%]	4,7	16,6	11,3	12,1	9,2
W2 (31,2 ppm)	$\bar{X}$ [kV]	70,1	67,7	75,3	76,3	77,5
	S [kV]	2,3	11,7	12,6	8,6	11,4
	δ [%]	3,3	17,3	16,7	11,2	14,7
W3 (44,4 ppm)	$\bar{X}$ [kV]	64,3	63,1	68,9	67,0	65,3
	S [kV]	2,9	5,5	17,1	21,2	9,5
	δ [%]	4,6	8,7	24,8	31,6	14,5
W4 (49,5 ppm)	$\bar{X}$ [kV]	60,2	54,8	48,7	63,4	63,1
	S [kV]	20,7	12,0	9,8	12,0	8,2
	δ [%]	34,4	21,9	20,1	19,0	13,0
W5 (68,1 ppm)	$\bar{X}$ [kV]	47,3	47,5	50,5	45,3	45,2
	S [kV]	10,6	9,9	21,1	7,3	8,6
	δ [%]	22,4	20,8	41,7	16,2	19,0

Analiza wartości napięcia przebicia potwierdza, że wzrost poziomu zawilgocenia oleju skutkuje zmniejszeniem jego wytrzymałości elektrycznej. Efekt ten został również przedstawiony na rysunku 6 - pokazano minimalną i maksymalną wartość napięcia przebicia uzyskaną dla danego poziomu zawilgocenia (W1...W5) wśród przeprowadzonym 5 serii pomiarów.



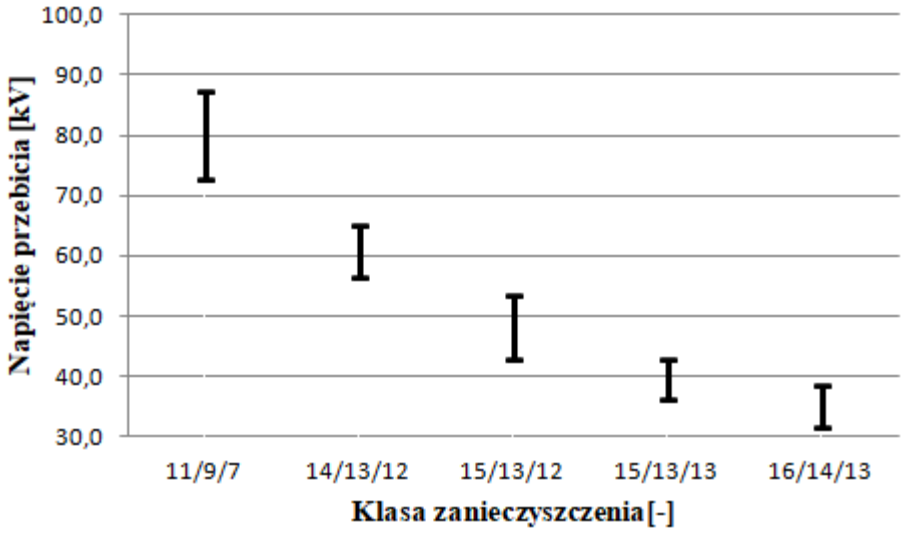
Rys. 6. *Wykres typu min-max zmian napięcia przebicia oleju w funkcji zawilgocenia oleju*

W tabeli 6 zebrano, obliczone na podstawie przeprowadzonych pomiarów, wartości wskaźników statystycznych związane z napięciem przebicia porcji oleju o różnym poziomie zanieczyszczenia cząstkami stałymi.

Tab. 6. *Wartości wskaźników statystycznych związanych z wytrzymałością elektryczną próbek oleju o różnym poziomie zanieczyszczenia (dla każdej próbki oleju Z1...Z5 przeprowadzono po 5 serii pomiarów)*

	Parametr	Nr serii pomiarów				
		1	2	3	4	5
Z1 (11/9/711/9/7)	$\bar{X}$ [kV]	82,0	72,8	87,5	83,3	83,0
	S [kV]	8,1	8,3	10,0	6,1	6,3
	δ [%]	9,85	11,46	11,40	7,33	7,55
Z2 (14/13/12)	$\bar{X}$ [kV]	58,8	56,4	62,7	64,2	65,0
	S [kV]	5,5	9,0	4,8	4,8	4,8
	δ [%]	9,36	15,93	7,63	7,56	7,41
Z3 (15/13/12)	$\bar{X}$ [kV]	43,0	47,6	53,5	52,2	51,0
	S [kV]	5,4	12,5	5,7	5,9	14,3
	δ [%]	12,67	26,18	10,66	11,33	28,00
Z4 (15/13/13)	$\bar{X}$ [kV]	42,8	40,4	37,6	40,8	36,1
	S [kV]	7,1	9,2	7,4	7,3	8,5
	δ [%]	16,52	22,75	19,55	17,82	23,53
Z5 (16/14/13)	$\bar{X}$ [kV]	38,6	31,5	31,7	35,4	37,0
	S [kV]	9,4	8,8	10,9	12,1	11,9
	δ [%]	24,43	28,02	34,44	34,16	32,11

Podobnie, jak w przypadku zawilgocenia, można zauważyć na podstawie danych zgromadzonych w tabeli 6, że wartości napięcia przebicia oleju maleją wraz ze wzrostem jego zanieczyszczenia cząstkami stałymi. Efekt ten został również przedstawiony na rysunku 7 - pokazano minimalną i maksymalną wartość napięcia przebicia uzyskaną dla danej klasy zanieczyszczenia (Z1...Z5) wśród przeprowadzonym 5 serii pomiarów.



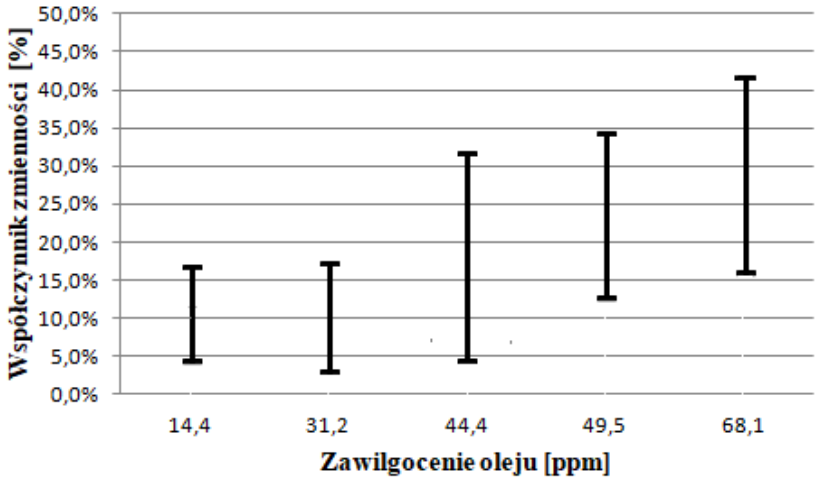
Rys. 7. *Wykres typu min-max zmian napięcia przebicia oleju w funkcji zanieczyszczenia oleju cząstkami stałymi*

4. Analiza zróżnicowania wartości napięcia przebicia oleju o różnym poziomie zawilgocenia i zanieczyszczenia

Badanie zróżnicowania wartości napięcia przebicia dla partii oleju charakteryzujących się różnym poziomem zawilgocenia i zanieczyszczenia można prowadzić analizując obliczone wartości odchylenia standardowego lub współczynnika zmienności. Pierwsza z miar jest miarą bezwzględną, druga zaś względną rozproszenia wartości cechy. Autorzy przyjęli, że poszczególne przebadane partie oleju stanowią oddzielne populacje, więc w takim przypadku bardziej efektywną miarą jest współczynnik zmienności.

Zmienny poziom zawilgocenia

Na rysunku 8 przedstawiono zaobserwowane zmiany minimalnej i maksymalnej wartości współczynnika zmienności w zależności od poziomu zawilgocenia oleju. Trend zmian jest jednoznaczny i wskazuje na wzrost rozproszenia wartości napięcia przebicia oleju wraz ze wzrostem poziomu jego zawilgocenia.



Rys. 8. *Wykres typu min-max zmian współczynnika zmienności napięcia przebicia oleju w funkcji zawilgocenia oleju*

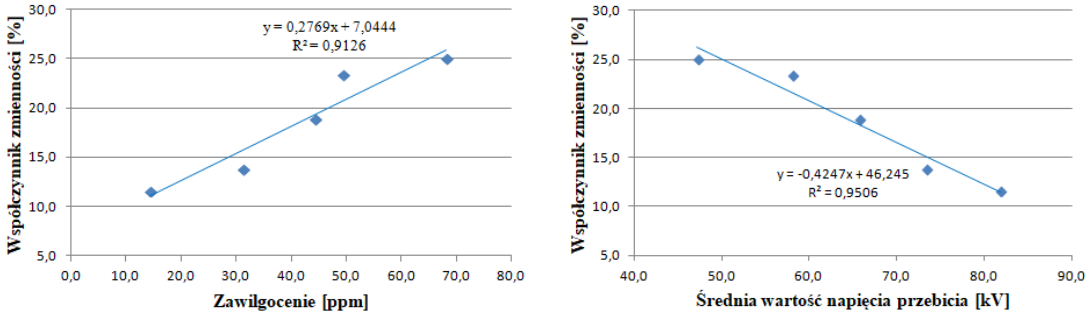
Dla każdego z oznaczonych poziomów zawilgocenia oleju podczas badań wykonanych zostało 30 pomiarów napięcia przebicia (5 serii x 6 pomiarów w serii). Dla każdego z takich zestawów pomiarów również policzono średnią wartość napięcia przebicia oraz wartość współczynnika zmienności - wyniki umieszczono w tabeli 7.

Tab. 7. *Zależność wartości średniej napięcia przebicia i współczynnika zmienności tego napięcia od poziomu zawilgocenia oleju (wyniki dla wszystkich pomiarów przeprowadzonych na próbce oleju o danym zawilgoceniu)*

Zawilgocenie [ppm]	14,4	31,2	44,4	49,5	68,1
Wartość średnia napięcia przebicia [kV]	81,8	73,4	65,7	58,1	47,2
Współ. zmienności [%]	11,6	13,8	18,9	23,4	25,0

Zarówno analiza zawartości tabeli 7, jak i utworzonego na jej podstawie wykresu 9 (lewa część) wskazuje ponownie na silną i jednoznaczną zależność pomiędzy poziomem zawilgocenia oleju a rozproszeniem wartości napięcia przebicia - jeśli rośnie zawilgocenie oleju to jednocześnie

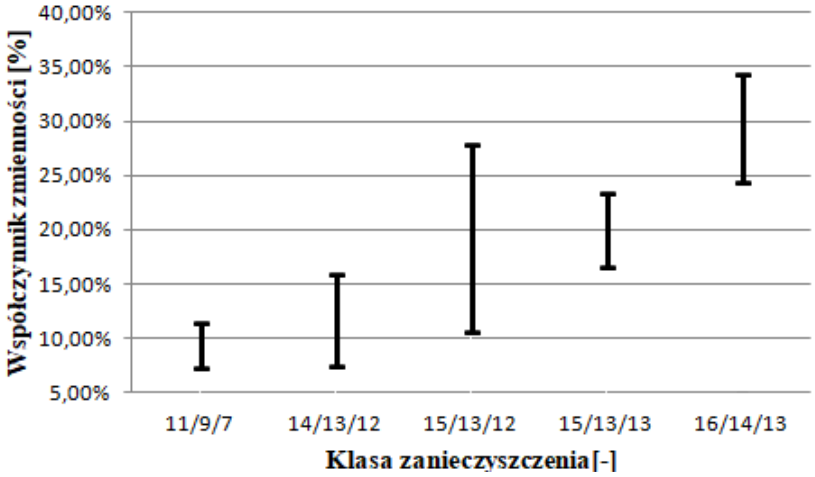
wzrasta wartość współczynnika zmienności napięcia przebicia. Na rysunku 9 (prawa część), dodatkowo przedstawiono, jak wygląda związek między wartością współczynnika zmienności napięcia przebicia, a wartością tego napięcia.



Rys. 9. *Zależność wartości współczynnika zmienności napięcia przebicia od zawilgocenia oleju (po lewo) oraz wartości napięcia przebicia (po prawo)*

Zmienny poziom zanieczyszczenia

Kierunek zmian wartości współczynnika zmienności napięcia przebicia w zależności od poziomu zanieczyszczenia oleju cząstkami stałymi, również wskazuje na wzrost rozproszenia mierzonych wartości napięcia przebicia wraz ze wzrostem stopnia zanieczyszczenia. Ilustruje to rysunek 10.



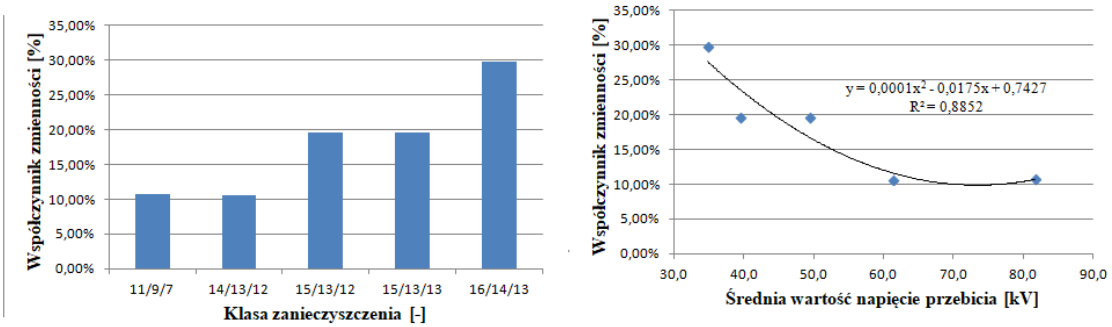
Rys. 10. *Wykres typu min-max zmian współczynnika zmienności napięcia przebicia oleju w funkcji zanieczyszczenia oleju cząstkami stałymi*

Również dla każdego poziomu zanieczyszczenia oleju policzono, dla wykonanych 30 pomiarów (5 serii x 6 pomiarów w serii), średnią wartość napięcia przebicia oraz wartość współczynnika zmienności - wyniki umieszczono w tabeli 8.

Tab. 8. *Zależność wartości średniej napięcia przebicia i współczynnika zmienności tego napięcia od klasy zanieczyszczenia oleju (wyniki dla wszystkich pomiarów przeprowadzonych na próbce oleju o danym zanieczyszczeniu)*

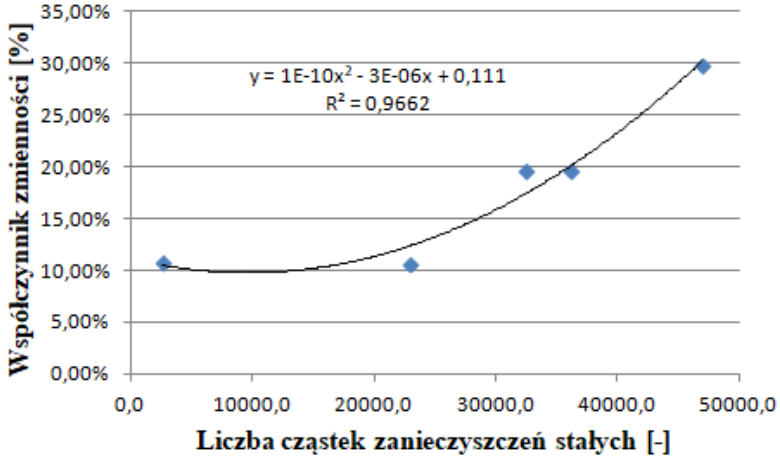
Klasa zanieczyszczenia [-]	11/9/7	14/13/12	15/13/13	15/13/13	16/14/13
Wartość średnia napięcia przebicia [kV]	81,7	61,4	49,4	39,6	34,8
Współ. zmienności [%]	10,8	10,6	19,6	19,6	29,7

Analiza zawartości tabeli 8 oraz utworzonego na jej podstawie wykresu 11 (lewa część) wskazuje na istnienie zależności pomiędzy klasą zanieczyszczenia oleju a rozproszeniem wartości napięcia przebicia - jeśli rośnie zanieczyszczenie oleju to jednocześnie wzrasta wartość współczynnika zmienności napięcia przebicia. Na rysunku 11 (prawa część), dodatkowo przedstawiono, jak wygląda związek między wartością współczynnika zmienności napięcia przebicia, a wartością tego napięcia.



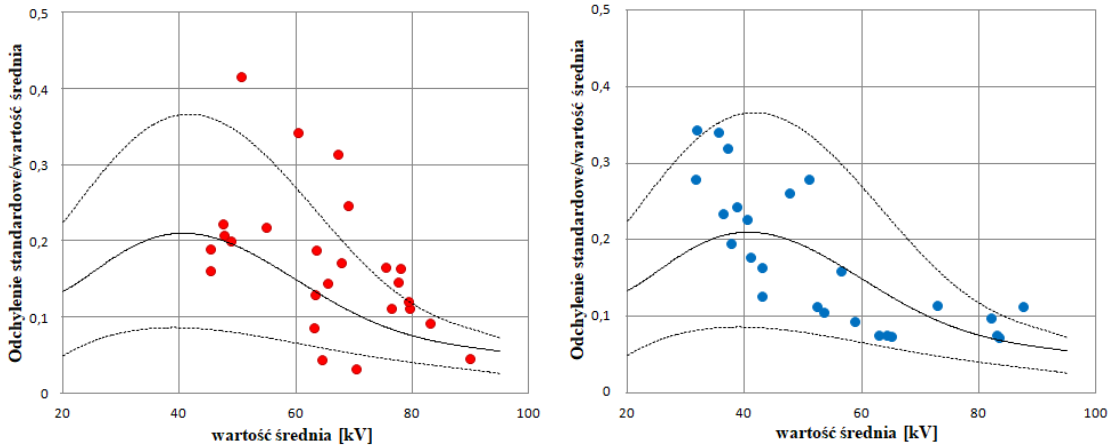
Rys. 11. *Zależność wartości współczynnika zmienności napięcia przebicia od zanieczyszczenia oleju (po lewo) oraz wartości napięcia przebicia (po prawo)*

Za klasą zanieczyszczenia oleju kryje się informacja o liczbie cząstek zanieczyszczeń stałych charakteryzujących się określonymi rozmiarami. Biorąc to pod uwagę, na rysunku 12, przedstawiono związek między wartością współczynnika zmienności napięcia przebicia oleju, a stwierdzoną ilością cząstek zanieczyszczeń. W tym przypadku również widać, że wzrostowi liczby cząstek zanieczyszczeń stałych towarzyszył wzrost rozproszenia wartości mierzonego napięcia przebicia oleju.



Rys. 12. *Zależność wartości współczynnika zmienności napięcia przebicia oleju od liczby cząstek stałych w tym oleju*

W normie [8] stwierdza się, że rozrzut wyników pomiarów napięcia przebicia zależy w znacznym stopniu od wartości wyniku pomiaru. Prezentowany jest przy tym rozkład wartości mediany oraz spodziewany 95% przedział ufności dla wartości współczynnika zmienności w zależności od wartości średniej (czyli tej podawanej przez laboratorium, jako wartość ostateczna) napięcia przebicia. Dla przeprowadzonych pomiarów pokazano na rysunku 13, jak uzyskane rozrzuty wartości napięcia przebicia lokują się wewnątrz podanego przedziału.



Rys. 13. *Lokalizacja wartości współczynnika zmienności wewnątrz 95 % przedziału ufności zaproponowanego w normie [8] wyznaczonych dla: oleju o różnym poziomie zawilgocenia (wykres po lewo), oleju o różnym poziomie zanieczyszczenia (wykres po prawo)*

5. Podsumowanie

W referacie przedstawiono wyniki pomiaru napięcia przebicia, przygotowanych wcześniej próbek oleju mineralnego, o zróżnicowanym ale znanym poziomie zawilgocenia i zanieczyszczenia.

Potwierdzony został, znany i udokumentowany, wpływ zarówno zawilgocenia, jak i zanieczyszczenia oleju na wartość mierzonego napięcia przebicia - wzrostowi zawilgocenia i zanieczyszczenia oleju towarzyszy obniżenie się jego wytrzymałości elektrycznej.

Potwierdzono również, że rozrzut wyników mierzonych napięć, przy których dochodzi do przebicia próbki oleju jest powiązany z wartością tego napięcia. Wykazano jednocześnie, że istnieje związek pomiędzy tym rozrzutem a zawilgoceniem oraz zanieczyszczeniem próbki oleju. Analizę prowadzono obserwując wartości współczynnika zmienności.

Autorzy składają podziękowania firmie ZREW Transformatory S.A. za możliwość skorzystania z aparatury pomiarowej będącej na wyposażeniu laboratorium chemicznego oraz pomoc w przygotowaniu i przeprowadzeniu pomiarów, których wyniki zamieszczone zostały w referacie.

Literatura

[1] I. Adamczewski, Jonizacja i przewodnictwo ciekłych dielektryków, PWN, 1965
[2] K. Miners, Particles and Moisture Effect on Dielectric Strength of Transformer Oil Using VDE Electrodes, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, Issue 3, 1982
[3] W. Lidmanowski, Zarys teorii wyładowań w dielektrykach, WNT, 1988
[4] Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength, CIGRE Brochure No 157, 2000

[5] Sayed A. Ward, Performance of Particles and Water Contamination on the Dielectric Strength of Transformer Oils, 1st Baha Technical Meeting (BTM), 2004
[6] M. Koch, M. Fischer, S. Tenbohlen, The breakdown voltage of insulation oil under the influences of humidity, acidity, particles and pressure, International Conference on Advances in Processing Testing and Application of Dielectric Materials (APTADM), 2007
[7] Suwarno, M. Helmi Prakoso, Effects of Water Content on Dielectric Properties of Mineral Transformer Oil, Int. Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 9, No. 10, 2015
[8] PN-EN 60156:2008, Ciecze elektroizolacyjne - Określanie napięcia przebicia przy częstotliwości sieciowej - Metoda badania
[9] The Megger guide to insulating oil dielectric breakdown testing, Technical Guide, 2017
[10] H. Akca, O. Arikan, C. Kocatepe, C. F. Kumru, R. Ayaz, Breakdown Strength Analysis of the Transformer Insulation Oil Due to Different Standards, International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), 2013
[11] Olej elektroizolacyjny Nynas Draco. Specyfikacja, www.smaryoleje.pl/pds_nytro_draco_pl.pdf, /stan na dzień 17.04.2019/
[12] Normy zanieczyszczeń - informator, Parker Hannifin Corporation, 2011

WPŁYW GRUBOŚCI PRÓBEK CELULOZOWYCH NA EFEKTYWNOŚĆ PROCESU ICH SUSZENIA Z WYKORZYSTANIEM ESTRU SYNTETYCZNEGO

THE INFLUENCE OF CELLULOSE SAMPLES THICKNESS ON THE EFFICIENCY OF DRYING PROCESS USING THE SYNTHETIC ESTER

Piotr Przybyłek, Hubert Morańda, Hanna Mościcka-Grzesiak
Politechnika Poznańska

Streszczenie: *Temat dotyczy suszenia izolacji celulozowej transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem estru syntetycznego. Wielka rozpuszczalność wody w estrze decyduje o możliwości wykorzystania go jako medium suszące. W niniejszej pracy przedstawiono zależność dynamiki procesu suszenia od grubości materiałów celulozowych. W badaniach modelowych badano próbki papieru oraz preszpanu o różnej grubości. Wykazano, że czas wymagany na wyprowadzenie z celulozy umownej ilości wody bardzo rośnie wraz z grubością próbek.*

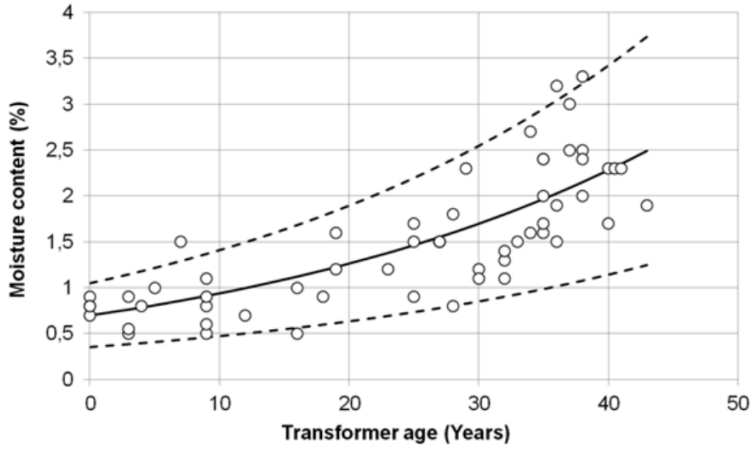
1. Wprowadzenie

Temat dotyczy innowacyjnej metody suszenia izolacji celulozowej transformatorów z wykorzystaniem medium ciekłego, którym jest ester syntetyczny. To zagadnienie jest przedmiotem projektu badawczego, finansowanego przez NCBR [1].

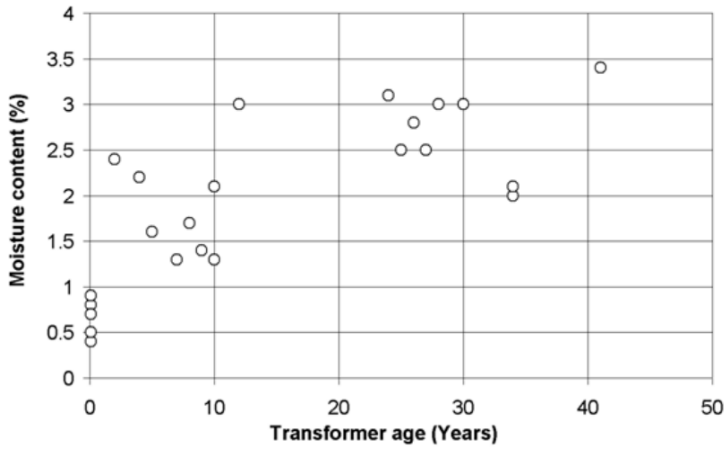
Zawilgocenie izolacji celulozowej stanowi bardzo poważne zagrożenie eksploatacyjne transformatorów. Przyczyną zawilgacania izolacji jest zarówno nieszczelność kadzi jak i proces chemicznego rozkładu celulozy, któremu towarzyszy wydzielanie wody. Obecność wody wpływa przyspieszająco na proces degradacji celulozy, co sprawia, że dynamika zawilgacania znacznie rośnie wraz z upływem lat eksploatacji transformatora [2]. Przyjmuje się średni roczny przyrost zawilgocenia wynoszący około 0,06-0,1%.

Czas amortyzacji transformatora liczony jest na 20 lat, transformator jest projektowany zwykle na 30 lat eksploatacji, natomiast pracuje w systemie do 50-60 lat. Im transformator jest bardziej obciążany i pracuje przy wyższej temperaturze, tym jego zawilgocenie może być większe. Po trzydziestu latach eksploatacji, zawilgocenie izolacji transformatora sieciowego wynosi średnio około 2% (rys. 1), natomiast transformatora dystrybucyjnego, bardziej obciążanego, wynosi około 3% (rys. 2) [3].

Najpoważniejszymi skutkami zawilgocenia izolacji jest możliwość pojawiania się wysokoenergetycznych wyładowań niezupełnych oraz występowanie zjawiska, nazywanego z angielska *bubble effect*. Zjawisko to polega na gwałtownym uwalnianiu wody adsorbowanej na włóknach celulozowych po przekroczeniu krytycznej temperatury. Prowadzi to do wzrostu ciśnienia w kadzi powyżej jej wytrzymałości na rozrywanie, czego skutkiem jest eksplozja i pożar transformatora [4, 5].



Rys. 1. *Zawartość wody w izolacji transformatora w zależności od jego wieku; transformatory sieciowe wysokiego napięcia o konstrukcji uszczelnionej [3]*



Rys. 2. *Zawartość wody w izolacji transformatorów dystrybucyjnych wolno oddychających w zależności od czasu ich eksploatacji [3]*

2. Metody suszenia izolacji celulozowej

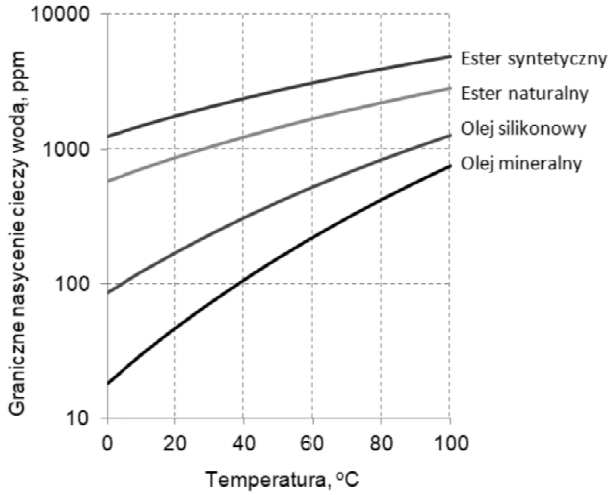
Suszenie izolacji transformatorów prowadzi się w trakcie procesu produkcyjnego oraz w trakcje eksploatacji. W trakcie procesu produkcyjnego wykorzystuje się urządzenia stacjonarne zlokalizowane w fabryce. Natomiast suszenie izolacji w trakcie eksploatacji odbywa się w miejscu zainstalowania jednostki za pomocą urządzenia mobilnego lub w zakładzie remontowym, jeśli ogólny stan jednostki wymaga generalnego remontu [6].

Stosowane dotychczas metody suszenia wymagają nagrzania izolacji oraz wytworzenia próżni w kadzi. Nagrzewanie izolacji odbywa się za pomocą gorącego oleju, gorącego powietrza lub za pomocą przepływającego prądu. Najlepszą opinię ma metoda LHF (*Low Frequency Heating*). W metodzie tej zasila się trójfazowo uzwojenie wysokiego napięcia, a uzwojenie niskiego napięcia jest zwarte. Częstotliwość napięcia zasilającego obniża się do możliwie najniższej wartości, przy której jeszcze występuje efekt transformacji; jest to zwykle od 0,4 do 2 Hz [7]. Konstrukcja kadzi musi pozwolić na wytworzenie odpowiedniej próżni. Metoda jest bardzo

efektywna, ale niestety bardzo droga. W przypadku transformatora sieciowego usługa kosztuje kilkaset tysięcy złotych.

3. Suszenie izolacji celulozowej z wykorzystaniem estru syntetycznego

Wykorzystanie estru jako medium suszące jest możliwe dzięki ogromnej rozpuszczalności wody w estrze. Na rysunku 3 przedstawiono porównanie granicznego nasycenia wodą czterech wybranych cieczy stosowanych do napełniania transformatorów. Tak wielkie możliwości rozpuszczania wody w estrze wynikają z faktu, że jedna cząsteczka estru jest w stanie dołączyć, na zasadzie wiązań wodorowych, aż cztery cząsteczki wody.



Rys. 3. *Porównanie granicznego nasycenia wodą czterech wybranych cieczy elektroizolacyjnych [8]*

Jeżeli wilgotna celuloza zostanie zalana suchym estrem, wówczas następuje intensywna migracja wody z celulozy do estru, aż do osiągnięcia stanu równowagi zawilgocenia celulozy i estru. Im bliżej stanu równowagi, tym dynamika migracji wody jest mniejsza. Dynamika migracji wody zależy od wielu czynników, między innymi od zawilgocenia wyjściowego izolacji celulozowej, zawilgocenia estru, stosunku masy materiałów celulozowych do masy cieczy, zawartości preszpanu w masie materiałów celulozowych, temperatury estru i grubości materiałów celulozowych [9].

W niniejszej publikacji zostaną przedstawione wyniki badań modelowych dotyczące efektywności suszenia estrem wyrobów celulozowych w zależności od grubości materiału.

4. Badania modelowe

4.1. Obiekty badań

Obiektami badanymi były próbki papieru o grubości 0,05 mm oraz preszpanu o grubości 0,5; 3; 5 mm. Papier nawinięto ciasno na rurkę miedzianą, co odpowiada warunkom rzeczywistym. Z preszpanu o grubości 0,5 mm wykonano zwijki 6-warstwowe tworząc tuleję o grubości 3 mm.

4.2. Preparacja próbek

W pierwszym etapie próbki suszono w temperaturze 90°C, w próżni 0,4 mbar. Zawilgocenie wyznaczano metodą wagową oraz, dodatkowo, metodą KFT na próbce testowej. Wszystkie próbki suszono 26 h.

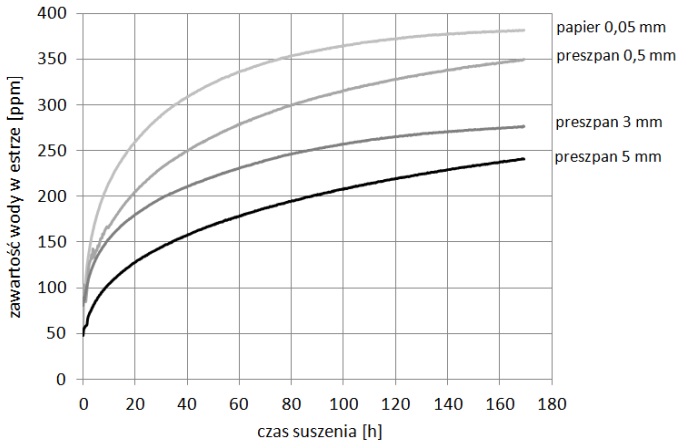
W drugim etapie, wysuszone próbki poddawano kontrolowanemu zawilgacaniu w komorze klimatycznej o nastawionej temp. 40°C i wilgotności względnej powietrza 12%. W tych warunkach w stanie równowagi należy się spodziewać zawilgocenia celulozy równego około 3%. Próbki papieru (0,05 mm) osiągnęły 3% zawilgocenia po około 20 h, natomiast próbki grubego preszpanu (5 mm) po około 200 h.

W trzecim etapie próbki o zawilgoceniu 3% zalano olejem mineralnym i w otwartych naczyniach umieszczono w komorze próżniowej celem odgazowania i impregnacji (8 mbar, 40°C). W tych warunkach powietrze uwięzione w próbkach gwałtownie uwalniało się, powodując burzenie oleju, które ustawało po czasie około 15 min. Odgazowane i zalane olejem mineralnym próbki przeniesiono do komory klimatycznej (ustawionej na 40°C, 12% wilgotności względnej powietrza) na czas sześciu dób, w celu ich wykondycjonowania.

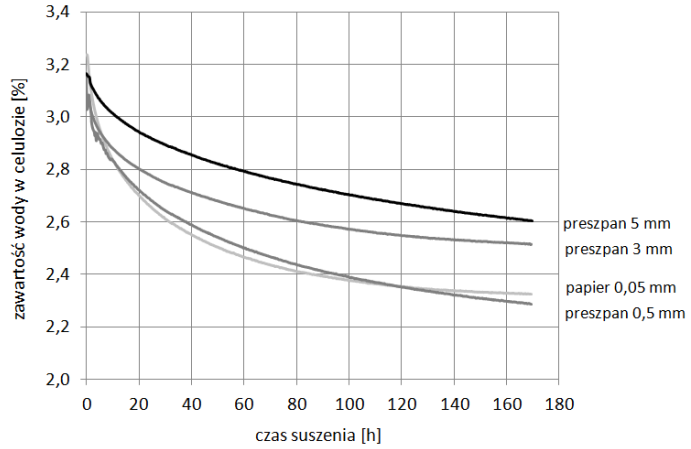
4.3. Suszenie próbek celulozowych z wykorzystaniem estru

W warunkach rzeczywistych suszenie może być realizowane na drodze jednorazowego wprowadzenia suchego estru, wielokrotnego wprowadzenia estru lub stosując cyrkulację estru między kadzią transformatora a agregatem grzejącym i suszącym. W tym etapie eksperymentu analizowano sytuację jednorazowego wprowadzenia suchego estru do komory badawczej.

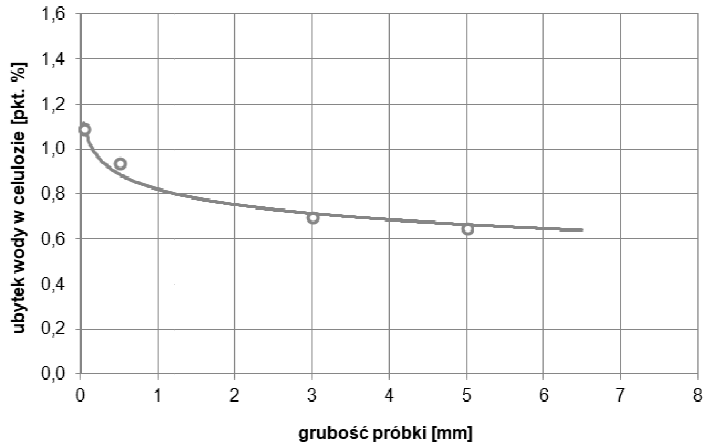
Próbki, zawilgocone do 3%, zaimpregnowane olejem mineralnym, odgazowane w próżni i wykondycjonowane, przeniesiono do pojemników z suchym estrem syntetycznym (~70 ppm). Stosunek masy materiału celulozowego do masy estru wynosił 1:30. Następnie, zamknięte hermetycznie pojemniki umieszczono w komorze termicznej (70°C). Na rysunku 4 przedstawiono zawartość wody w estrze w zależności od czasu suszenia. Zawilgocenie estru wyznaczano z wykorzystaniem sond pojemnościowych. Znając przyrost zawartości wody w estrze, masę estru i masę celulozy wyznaczono zawartość wody w celulozie w zależności od czasu suszenia. Zależność tę przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 4. *Zawartość wody w estrze w trakcie suszenia próbek celulozowych o różnej grubości; temperatura suszenia 70°C*



Rys. 5. *Zawartość wody w próbkach celulozowych o różnej grubości w trakcie suszenia; temperatura suszenia 70°C*



Rys. 6. *Ubytek wody w próbce celulozowej w procesie suszenia estrem syntetycznym (170 h, 70°C) w zależności od jej grubości; wyjściowe zawilgocenie próbek ok. 3%*

Proces suszenia zakończono po upływie czasu równego 170 h. Oceniono ubytek wody we wszystkich badanych próbkach o różnej grubości, co przedstawiono na rysunku 6. Widać, że ilość wyprowadzonej wody z celulozy w procesie suszenia bardzo maleje wraz ze wzrostem grubości próbek.

Dynamika wyprowadzania wody z celulozy bardzo maleje wraz z upływem czasu suszenia. W pierwszej fazie suszenia wyprowadzenie 0,1 pkt. % wody wymaga około 1,5 h dla cieńszych próbek, podczas gdy w końcowej fazie suszenia, wyprowadzenie 0,1 pkt. % wody wymaga aż około 60 h. Należy to wiązać ze zbliżaniem się układu do stanu równowagi zawilgocenia celulozy i zawilgocenia estru. Oczywiście, w stanie równowagi ustaje migracja wody z celulozy do estru, w wyniku czego ustaje proces suszenia celulozy. Dlatego stosując dwukrotne wprowadzenie suchego estru trzeba podjąć decyzję w jakiej chwili należy tego dokonać, aby niepotrzebnie nie wydłużać czasu suszenia.

Istotną informację o efektywności procesu suszenia w zależności od grubości próbki stanowi rysunek 7. Przedstawiono na nim czas potrzebny na wyprowadzenie 0,5 pkt. % wody z próbek o różnej grubości. Czas ten mieści się w przedziale od około 15 do 130 h.

Rys. 7. *Czas potrzebny na wyprowadzenie 0,5 pkt. % wody z próbki w zależności od jej grubości; temperatura suszenia 70°C; wyjściowe zawilgocenie próbek ok. 3%*

5. Wnioski

Oceniając efektywność procesu suszenia izolacji celulozowej z wykorzystaniem estru syntetycznego należy wziąć pod uwagę istotną zależność dynamiki suszenia od grubości materiałów celulozowych.

W początkowym okresie suszenia wyprowadzenie 0,1 pkt. % wody z celulozy wymaga około 1,5 h w temperaturze 70°C dla cieńszych próbek, podczas gdy w końcowej fazie suszenia wyprowadzenie tej ilości wody wymaga aż około 60 h. Malenie dynamiki suszenia celulozy wraz z upływem czasu należy wiązać ze wzrostem zawartości wody w estrze oraz spadkiem zawartości wody w wyrobie celulozowym, co jest jednoznaczne ze zbliżaniem się układu do stanu równowagi zawilgocenia celulozy i estru.

Czas potrzebny na wyprowadzenie z celulozy umownej ilości wody bardzo zależy od grubości materiałów celulozowych. Wyprowadzenie 0,5 pkt. % wody przy temperaturze 70°C z próbek cienkich (0,05 mm) wymaga około 16 h, natomiast z próbek grubych (5 mm) aż około 130 h.

Mając na uwadze dynamikę suszenia izolacji celulozowej należy wziąć pod uwagę ciągłe suszenie estru w badaniach modelowych, co odpowiada suszeniu estru cyrkulującego między kadzią transformatora a agregatem grzejącym i suszącym ester.

Artykuł finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ze środków Poddziałania 4.1.2 „Regionalne agendy naukowo-badawcze" w ramach projektu POIR.04.01.02-00-0045/17-00 pt. „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego". Całkowita wartość projektu 7 677 957 zł, w tym dofinansowanie z NCBR 6 084 569 zł.

Literatura

[1] Projekt dofinansowany przez NCBR, numer umowy POIR.04.01.02-00-0045/17-00, pt. Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego, realizacja od 01.07.2018 do 30.06.2021, konsorcjum: Politechnika Poznańska (lider Projektu), Centrum Zaawansowanych Technologii Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Ad Moto Rafał Zawisz

[2] Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems, CIGRE Brochure 349

[3] Gielniak J., Graczkowski A., Moranda H., Przybylek P., Walczak K., Nadolny Z., Moscicka-Grzesiak H., Feser K., Gubanski S. M., Moisture in cellulose insulation of power transformers – statistics, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2013, vol. 20, no. 3, 982-987

[4] Oommen T. V., Lindgren S. R., Bubble evolution from transformer overload, Conference: 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives, Atlanta, USA, 02.11.2001, vol. 1, 2001, 137-142

[5] Przybyłek P., Badania temperatury inicjacji efektu bąbelkowania w izolacji papier-olej, Przegląd Elektrotechniczny, nr 11b/2010, 166-169

[6] Walczak K., Metody suszenia izolacji stałej transformatora energetycznego w miejscu zainstalowania, w materiałach międzynarodowej Konferencji Transformatorowej TRANSFORMATOR'13, Toruń, 2013, C1-C9

[7] Koestinger P., Aronsen E., Boss P., Rindlisbacher G., Practical experience with the drying of power transformers in the field, applying the LFH technology; *CIGRE 2004*, A2-205

[8] Przybyłek P., Water saturation limit of insulating liquids and hygroscopicity of cellulose in aspect of moisture determination in oil-paper insulation, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 23, no. 3, 2016, 1886-1893

[9] Przybyłek P., Drying transformer cellulose insulation by means of synthetic ester, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 4, 2017, 2643-2648

WYŁADOWANIA NIEZUPEŁNE W UKOŚNYM POLU ELEKTRYCZNYM W UKŁADZIE IZOLACYJNYM CELULOZA-DIELEKTRYK CIEKŁY W TRAKCIE PROCEDURY SUSZENIA PRESZPANU ESTREM SYNTETYCZNYM

PARTIAL DISCHARGES IN THE DIAGONAL ELECTRIC FIELD IN THE CELLULOSE-LIQUID DIELECTRIC INSULATION SYSTEM DURING THE PROCEDURE OF DRYING THE PRESSBOARD WITH SYNTHETIC ESTER

Hubert Morańda, Hanna Mościcka-Grzesiak
Politechnika Poznańska

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki badań wyładowań niezupełnych na próbce preszpanowej mocno zawilgoconej po przeniesieniu jej z oleju do bardzo suchego estru o temperaturze 70ºC. Sytuacja ta odpowiada jednej z możliwych opcji suszenia izolacji celulozowej za pomocą medium ciekłego, którym jest ester syntetyczny. Badania realizowano w ukośnym polu elektrycznym, które wywołuje typowe wyładowania niezupełne ślizgowe, uważane za najgroźniejsze.

1. Wprowadzenie

Ester syntetyczny, jako alternatywny dielektryk wykorzystywany w transformatorach ma wiele zalet.

Do największej zalety estru zalicza się zwiększone bezpieczeństwo pożarowe. Jego temperatura zapłonu (>250°C) i temperatura palenia (>300°C) są znacznie wyższe niż oleju mineralnego, odpowiednio równe 160-170°C i 170-180°C. Ze względu na bezpieczeństwo pożarowe transformatory napełniane estrem są szczególnie zalecane w dużych skupiskach ludzkich, np. w szpitalach, centrach handlowych, kampusach uniwersyteckich. W przemyśle są zalecane w fabrykach, destylarniach, na platformach wiertniczych, w kopalniach, w stacjach podziemnych.

Ester syntetyczny jest uważany za przyjazny środowisku, co stanowi drugą jego ważną zaletę. Jest w pełni biodegradowalny. Wyciek estru nie powoduje zatrucia gleby oraz wód. Z tego względu szczególnie jest zalecany w elektrowniach wiatrowych posadowionych w morzu oraz w słupowych stacjach transformatorowych.

2. Zakresy wykorzystania estru syntetycznego

Ester syntetyczny został opracowany w 1976 r. Pierwsze zastosowanie polegało na zastąpieniu nim w transformatorze toksycznego oleju PCB (1978).W nowych transformatorach, jako ciecz

alternatywną, zastosowano go po raz pierwszy w 1992 r. W 1995 r. zastosowano ester w transformatorach szybkich kolei, a w 2003 r. po raz pierwszy w transformatorze sieciowym [1].

Istnieją obecnie trzy możliwości wykorzystywania estru syntetycznego. Pierwsze, najważniejsze zastosowanie, polega na wykorzystaniu estru w nowych transformatorach. Transformatory rozdzielcze nie wymagają żadnych zmian konstrukcyjnych. Przenikalność elektryczna estru (3,2) jest większa niż oleju mineralnego (2,2), co sprawia, że w układzie szeregowym celuloza-ester jest bardzie równomierny rozkład natężenia pola elektrycznego. Przekłada się to na wydłużenie czasu życia transformatora [1].

Bardzo duża graniczna rozpuszczalność wody w estrze sprawia, że wytrzymałość elektryczna przy napięciu przemiennym utrzymuje się na wysokim poziomie (80 kV) aż do zawartości wody równej 650 ppm, podczas gdy w oleju mineralnym gwałtownie maleje po przekroczeniu zawilgocenia równego 50 ppm [1].

Wadą estru, w kontekście wykorzystania go w transformatorach, jest jego cena, wynosząca około 5 €/kg. Cena transformatora o mocy od 40 do 25 000 kVA jest o około 14 % wyższa niż transformatora napełnionego olejem mineralnym [2].

Druga możliwość wykorzystania estru syntetycznego polega na wymianie oleju mineralnego na ester w transformatorach będących w eksploatacji. Zabiegi takie są stosowane głównie w Niemczech, gdzie do 2010 roku wymieniono olej na ester w 351 transformatorach o mocy od 400 do 600 kVA. Zabiegowi temu poddano transformatory eksploatowane od 23 do 45 lat [1].

Wymiana oleju na suchy ester powoduje osuszenie izolacji celulozowej, co znacznie poprawia stan układu izolacyjnego i przedłuża życie transformatora nawet o kilkanaście lat. Oczywiście zabieg ten zapewnia bezpieczeństwo pożarowe, co jest bardzo istotne w przypadku starej jednostki, której groźba awarii jest dużo większa.

Trzecia możliwość wykorzystania estru polega na użyciu go jako medium suszące izolację celulozową. Idea ta została wykorzystana w projekcie, współfinansowanym przez NCBR, realizowanym w latach 2018-2021 [3]. Metoda ta jest adresowana głównie do transformatorów rozdzielczych i jest szczególnie konkurencyjna w stosunku do metod wymagających wytworzenia w kadzi próżni. Konstrukcja kadzi transformatorów rozdzielczych zwykle nie pozwala na wytworzenie w nich próżni – następują nieodwracalne odkształcania kadzi.

Procedury suszenia izolacji z wykorzystaniem estru przewidują trzy opcje [3]. Pierwsza opcja polega na usunięciu oleju mineralnego i wprowadzeniu suchego estru na odpowiednio długi czas. Po tym czasie ponownie wprowadza się uzdatniony olej mineralny. Druga opcja przewiduje dwu- lub trzykrotne wprowadzenie suchego estru, co może być konieczne w przypadku bardzo zawilgoconej celulozy. Trzecia opcja polega na ciągłym suszeniu estru cyrkulującego między kadzią a agregatem grzejącym i suszącym.

3. Idea i cel badań modelowych

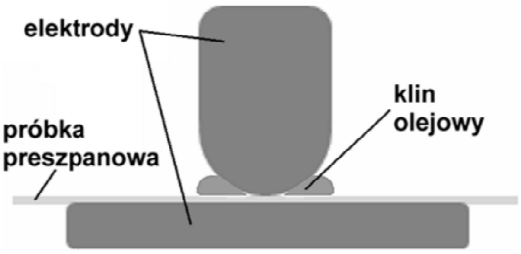
Badania modelowe dotyczą pierwszej opcji suszenia, a mianowicie wprowadzenia suchego estru do transformatora na odpowiednio długi czas.

W niniejszej pracy postawiono pytanie, czy w sytuacji znacznego zawilgocenia celulozy, możliwe jest wprowadzenie do kadzi bardzo suchego estru, podgrzanego do odpowiedniej temperatury, i włączenie transformatora do ruchu. Spowoduje to podtrzymanie wysokiej temperatury i przyspieszy proces migracji wody z celulozy do estru oraz skróci okres odstawienia transformatora z ruchu.

Pewien niepokój mogą budzić wyniki badań przedstawionych w publikacji [4]. W pracy tej bardzo zawilgocona celuloza (5,7 %) była zalewana bardzo suchym olejem mineralnym (15 ppm). Po ogrzaniu oleju do około 70°C pojawiały się wyładowania niezupełne o ładunku nawet do 15 nC.

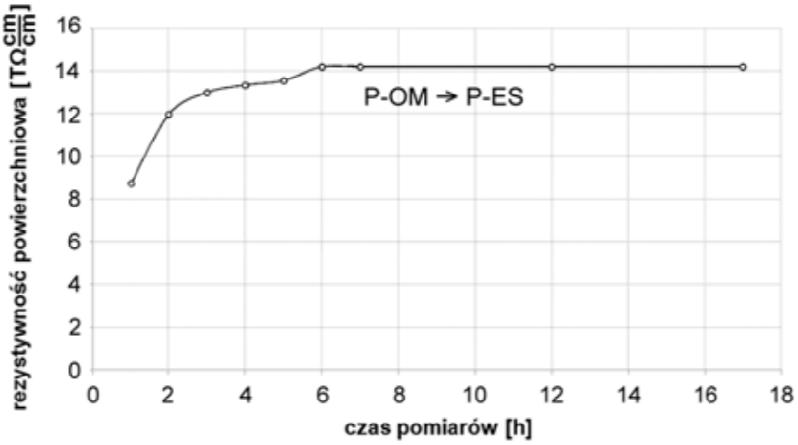
Firma Thorne & Derrick International prowadzi na dużą skalę wymianę oleju mineralnego na ester syntetyczny w transformatorach będących w eksploatacji. W procedurze wymiany oleju na ester, opracowanej przez tę firmę, zaleca się włączenie transformatora do sieci po upływie 12 h liczonych od wymiany oleju na ester [5]. Mając na względzie doświadczenia firmy Thorne & Derrick zakładamy, że po 12 h można włączyć transformator do ruchu, natomiast stawiamy pytanie jaka jest aktywność wyładowań niezupełnych bezpośrednio po wprowadzeniu do kadzi suchego estru podgrzanego do odpowiedniej temperatury.

Z naszych wcześniejszych badań porównawczych wyładowań ślizgowych w oleju i estrze [6] wynikało, że w estrze, przy tym samym napięciu, wyładowania były intensywniejsze. Jest to skutkiem większej przenikalności elektrycznej estru niż oleju mineralnego, co rzutuje na wzrost składowej pojemnościowej prądu wyładowań niezupełnych. W badaniach tych stosowano elektrody foliowe naklejone z dwóch stron próbki preszpanowej. Natomiast w układzie elektrod z klinem olejowym wyładowania niezupełne typu ślizgowego w obecności estru syntetycznego zapalały się przy napięciu wyższym niż w obecności oleju mineralnego. Wartości tego napięcia wynosiły odpowiednio 17,1 i 15,9 kV. Na rysunku 1 przedstawiono układ elektrod z klinem olejowym.



Rys. 1. *Elektrody miedziane lite; wyładowania niezupełne typu ślizgowego w układzie elektrod z klinem olejowym [6]*

Z kolei w pracy [7] przedstawiono wyniki badań rezystywności powierzchniowej mocno zawilgoconego preszpanu po przeniesieniu próbki z oleju do bardzo suchego estru. Z badań wynika, że z upływem czasu rezystywność powierzchniowa preszpanu rośnie, co może ograniczać składową czynną prądu wyładowań ślizgowych.



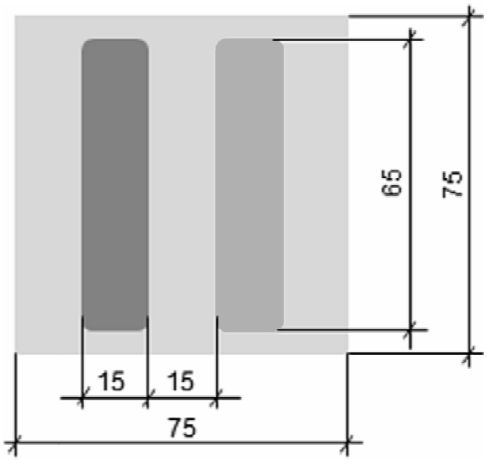
Rys. 2. *Rezystywność powierzchniowa preszpanu o zawilgoceniu 3,2 % wagowo nasyconego olejem mineralnym o zawilgoceniu 7,4 ppm, 13,5 % ww (P-OM) przeniesionego do bardzo suchego estru syntetycznego o zawilgoceniu 33,1 ppm,3,2 % ww (P-ES) [7]*

Biorąc pod uwagę wyniki badań przedstawione w pracach [4, 6 i 7], trudno jest przewidzieć zachowanie układu po wprowadzeniu gorącego, suchego estru. Z jednej strony większa przenikalność elektryczna celulozy syconej estrem niż celulozy syconej olejem mineralnym powoduje wzrost składowej pojemnościowej prądu wyładowań niezupełnych, ale z drugiej strony wzrost rezystywności powierzchniowej preszpanu powoduje malenie składowej rezystancyjnej prądu wyładowań niezupełnych.

4. Obiekty badań i układ pomiarowy

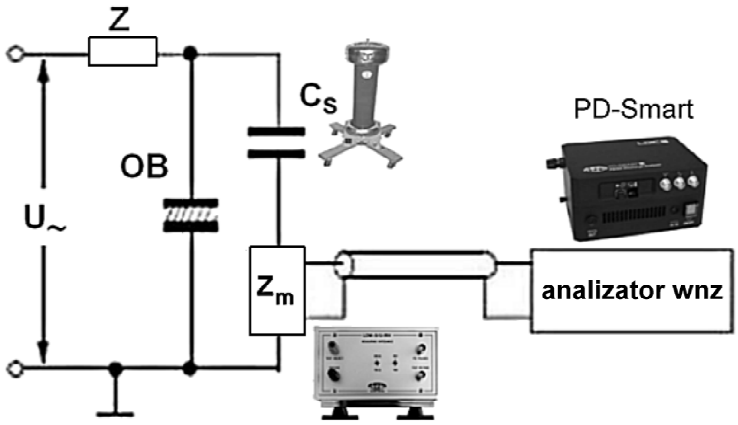
W eksperymencie zaplanowano badanie wyładowań niezupełnych w ukośnym polu elektrycznym. W polu takim występują składowe styczna i normalna, w wyniku czego pojawiają się typowe wyładowania ślizgowe. Ze składową normalną pola związana jest składowa pojemnościowa prądu wyładowań niezupełnych, a ze składową styczną składowa rezystancyjna prądu. Wyładowania ślizgowe uważane są za najgroźniejsze. Zwykle po zapłonie ulegają intensyfikacji, aż do przebicia dielektryku. Dlatego oceniając układ, tego typu wyładowaniom poświęcamy szczególną uwagę.

Próbki do badań wykonano z preszpanu o grubości 1 mm i gęstości 1,0 g/cm^3. Elektrody z folii miedzianej naklejono po dwóch stronach próbki. Na rysunku 3 przedstawiono wymiary próbki i elektrod.



Rys. 3. *Wymiary próbki preszpanowej; elektrody z folii miedzianej naklejone po dwóch stronach próbki*

Na rysunku 4 przedstawiono układ pomiarowy wykorzystywany w badaniach. Pomiary wyładowań niezupełnych wykonano przy użyciu analizatora wyładowań niezupełnych PD-Smart.



Rys. 4. *Układ pomiarowy wykorzystywany w badaniach*

5. Wyniki badań

Próbkę preszpanową kondycjonowano w oleju mineralnym w warunkach otoczenia. W stanie równowagi zawilgocenia oleju i preszpanu zawilgocenie próbki wynosiło około 4,2%. Następnie próbkę preszpanową przenoszono z oleju do bardzo suchego estru (~50 ppm) o temperaturze 70ºC. Pomiary wyładowań niezupełnych prowadzono w sytuacji próbki zanurzonej w oleju, a następnie po przeniesieniu do estru.

Kolejne rozkłady częstościowo-amplitudowe zdejmowano w różnych odstępach czasowych, aż do 42,5 h liczonych od chwili zanurzenia próbki w gorącym estrze. W tym czasie temperatura estru malała aż do wartości temperatury otoczenia.

Na rysunku 5 przedstawiono wybrane rozkłady częstościowo-amplitudowe. Na rysunku 5a pokazano rozkład dla próbki preszpanowej zanurzonej w oleju mineralnym o temperaturze 21ºC. Napięcie zapłonu wnz wynosiło 17,3 kV, a pomiary wykonano przy napięciu 19,2 kV.

Napięcie to zostało wyznaczone w czasie badań rekonesansowych. We wszystkich kolejnych sytuacjach możliwe było przeprowadzenie pomiarów przy takiej wartości napięcia, co było warunkiem porównania rozkładów częstościowo-amplitudowych w różnych chwilach czasowych. Na rozkładzie eksponują się wyraźnie dwie mody. Pierwsza, o dużo mniejszym ładunku (60 pC), prawdopodobnie jest wynikiem wyładowań niezupełnych powierzchniowych, natomiast druga, o ładunku znacznie większym (600 pC) odpowiada wyładowaniom ślizgowym.

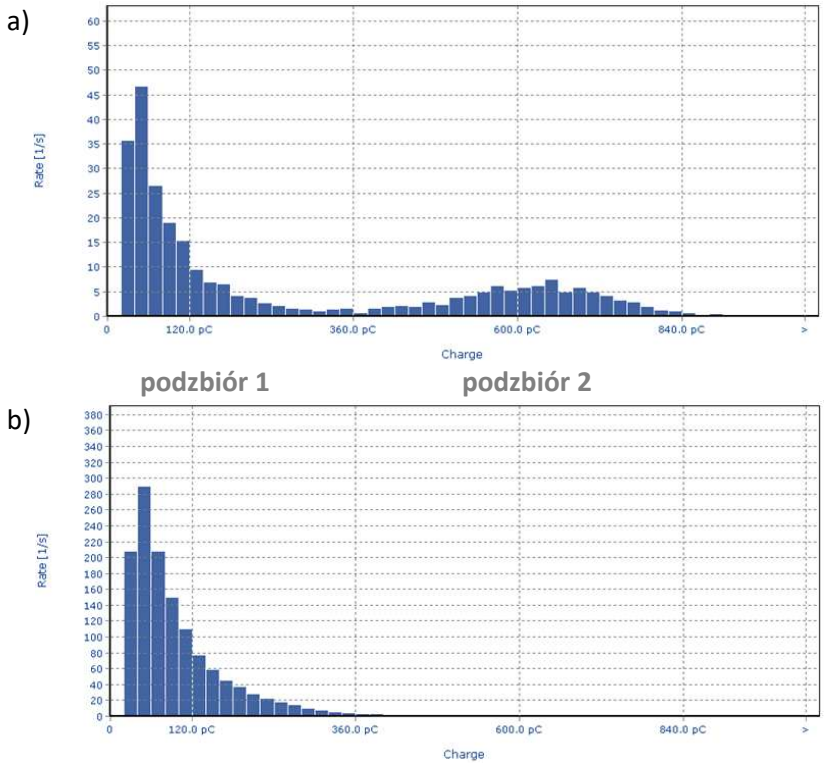
Rysunek 5b dotyczy sytuacji po przełożeniu próbki do bardzo suchego (50 ppm) estru o temperaturze 70ºC. Znacznie wzrasta maksymalna częstość impulsów, od około 45/s do około 250/s i jednocześnie zanika druga moda, o większym ładunku.

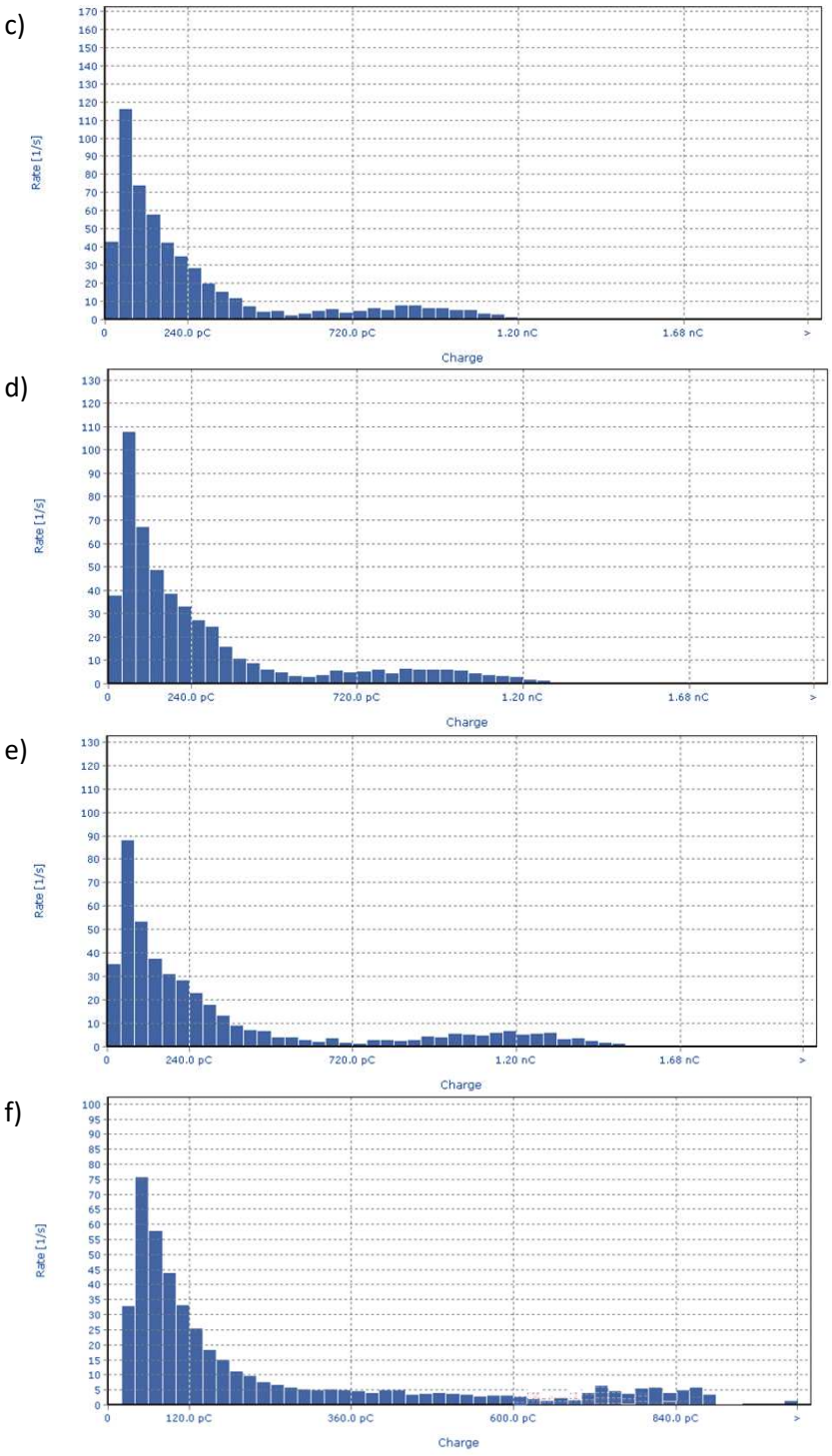
Rysunek 5c odpowiada sytuacji po upływie 30 min. Wyraźnie maleje częstość maksymalna impulsów pierwszej mody od wartości 250/s do 115/s, ale pojawia się druga moda, o ładunku 800 pC.

Rysunek 5d dotyczy sytuacji po czasie 100 min. W dalszym ciągu obserwujemy nieznaczne malenie częstości maksymalnej impulsów, do 108/s, przy jednoczesnym wzroście częstości impulsów drugiej mody.

Rozkład częstościowo amplitudowy zdjęty po czasie 18,5 h pokazano na rysunku 5e. W dalszym ciągu maleje częstość maksymalna impulsów pierwszej mody, do 90/s, przy jednoczesnym utrzymywaniu się drugiej mody z tendencją do wzrostu ładunku.

Na rysunku 5f pokazano rozkład częstościowo-amplitudowy po czasie 42,5 h. Utrzymuje się tendencja malenia częstości maksymalnej impulsów pierwszej mody, do 75/s, natomiast znacznie maleje ładunek drugiej mody.





Rys. 5. *Rozkłady częstościowo-amplitudowe wyładowań niezupełnych na próbce preszpanowej; a) próbka preszpanowa o zawilgoceniu 4,2 % w oleju mineralnym w stanie równowagi, temperatura oleju 21ºC, b) próbka preszpanowa w pierwszej chwili po przełożeniu do bardzo suchego(50 ppm) estru o temperaturze70ºC, c) wnz po czasie 30 min, temperatura estru 45ºC, d) wnz po czasie 100 min, temperatura estru 30ºC, e) wnz po czasie 18,5 h, temperatura estru 23ºC, f) wnz po czasie 42,5 h, temperatura estru 22ºC*

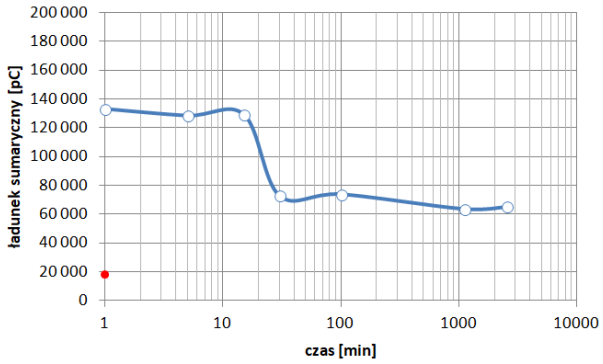
Analizę sytuacji w kolejnych chwilach pomiarów znacznie ułatwi zbiorcze przedstawienie wyników. Na rysunku 6 pokazano ładunek sumaryczny pierwszego podzbioru zliczany w ciągu

jednej sekundy w kolejnych chwilach pomiaru. Natomiast na rysunku 7 przedstawiono ładunek sumaryczny drugiego podzbioru w kolejnych chwilach. Na rysunku 8 przedstawiono ładunek sumaryczny zliczany w ciągu jednej sekundy całego zbioru w kolejnych chwilach czasowych. Uzupełnieniem wyników jest analiza zmian napięcia zapłonu wnz, co przedstawiono na rysunku 9. W pierwszej chwili po przełożeniu próbki z oleju do gorącego estru, napięcie zapłonu wnz nieco maleje, ale z upływem czasu rośnie do wartości zbliżonej do napięcia zapłonu wnz w oleju.

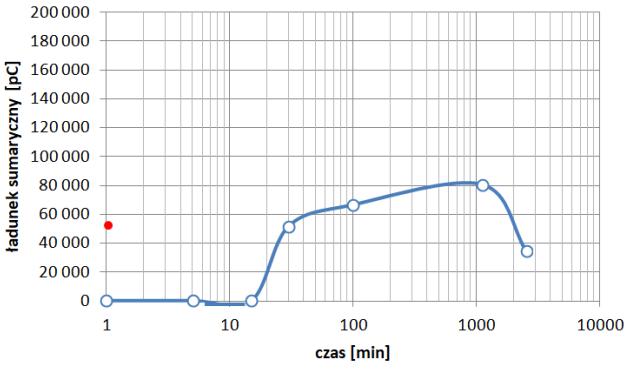
6. Analiza i interpretacja wyników badań

Analizując rozkłady częstościowo-amplitudowe wnz można zauważyć, że po przeniesieniu próbki z oleju do estru, maksymalny ładunek przenoszony przez pojedyncze impulsy, w pierwszej chwili maleje z 840 pC do 300 pC, następnie rośnie do ok. 1500 pC po czasie 18,5 h, a po czasie 42,5 h przyjmuje wartość wyjściową około 800 pC.

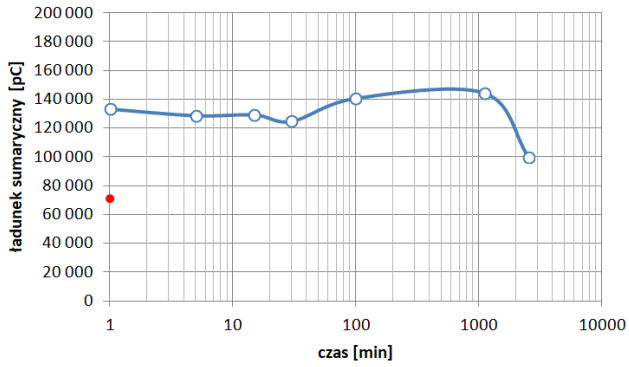
Fizyczna interpretacja zjawisk jest złożona. Składowa pojemnościowa prądu wyładowań ślizgowych, w wyniku zastępowania w preszpanie oleju estrem, może rosnąć. Ale z drugiej strony, w wyniku wyprowadzania wody z preszpanu przez ester ta składowa może maleć.



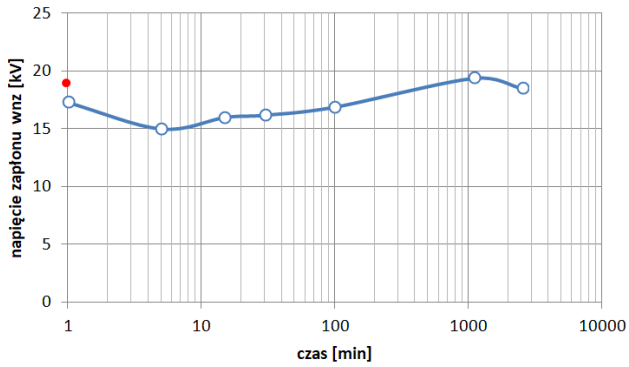
Rys. 6. *Ładunek sumaryczny wnz zliczany w ciągu jednej sekundy pierwszego podzbioru w kolejnych chwilach czasowych liczonych od przełożenia próbki z oleju do estru*



Rys. 7. *Ładunek sumaryczny wnz zliczany w ciągu jednej sekundy drugiego podzbioru w kolejnych chwilach czasowych*



Rys. 8. *Ładunek sumaryczny wnz zliczany w ciągu jednej sekundy całego rozkładu częstościowo-amplitudowego (suma dwóch podzbiorów)*



Rys. 9. *Napięcie zapłonu wnz w różnych chwilach czasowych liczonych od przełożenia próbki z oleju do estru; zaznaczono napięcie zapłonu wnz w oleju*

Składowa rezystancyjna prądu wyładowań ślizgowych zależy głównie od zjawisk rozgrywających się w warstwie dyfuzyjnej. Na powierzchni włókna celulozy jest warstwa adsorpcyjna wody, zbudowana z kilku monomolekularnych, upakowanych warstw wody. Warstwa ta jest stabilna w czasie i przestrzeni aż do temperatury inicjacji zjawiska *bubble effect*, które w przypadku zawilgocenia celulozy równego 4,2% wynosi około 125ºC. Do warstwy adsorpcyjnej przylega warstwa dyfuzyjna. Jej właściwości mogą ulegać dynamicznym zmianom, głownie za sprawą migracji wody, i to może być główną przyczyną zmian intensywności wyładowań niezupełnych. Gdy zawilgocenie celulozy i estru zbliżają się do stanu równowagi, wówczas wyładowania niezupełne stabilizują się.

Analizując rysunki 6 i 7 można stwierdzić, że oba podzbiory zachowują się zupełnie odmiennie, co świadczy że są efektami dwóch różnych zjawisk. Ładunek sumaryczny całego zbioru (rys. 8), zliczany w czasie jednej sekundy, jest dosyć stabilny, z tendencją do malenia po dłuższym czasie, liczonym od przełożenia próbki z oleju estru. Ładunek ten jest prawie dwukrotnie większy niż w przypadku próbki zanurzonej w oleju. To nie powinno dziwić, gdyż wnz w obecności estru są z reguły nieco intensywniejsze niż w obecności oleju [6].

Analizując napięcie zapłonu wnz widzimy, że po dłuższym czasie napięcie to jest takie samo w przypadku próbki zanurzonej w estrze oraz zanurzonej w oleju. Jednak tych wyników nie można odnosić do układu realnego transformatora, gdyż w eksperymencie była bardzo duża krzywizna elektrod (cienkie elektrody foliowe).

7. Wnioski

Zakładając, że firma Thorne & Derrick [5], mająca znaczne doświadczenie, dopuszcza włączenie transformatora po wymianie cieczy do ruchu po 12 h, należy sądzić, że po tym czasie wyładowania niezupełne nie stanowią zagrożenia.

Artykuł finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ze środków Poddziałania 4.1.2 „Regionalne agendy naukowo-badawcze" w ramach projektu POIR.04.01.02-00-0045/17-00 pt. „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego". Całkowita wartość projektu 7 677 957 zł, w tym dofinansowanie z NCBR 6 084 569 zł.

8. Literatura

[1] CIGRE, Working Group A2.35, folder no. 436, Experiences In Service with New Insulation Liquids, 2010

[2] Morańda H., Mościcka-Grzesiak H., Wybrane aspekty wymiany oleju mineralnego na ester syntetyczny w transformatorze energetycznym, XI Konferencja Naukowo-Techniczna Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 5-7.10.2016, 105-110

[3] Projekt dofinansowany przez NCBR, numer umowy POIR.04.01.02-00-0045/17-00, pt. Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego, realizacja od 01.07.2018 do 30.06.2021, konsorcjum: Politechnika Poznańska (lider Projektu), Centrum Zaawansowanych Technologii Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Ad Moto Rafał Zawisz

[4] Walczak K., Sikorski W., Przybyłek P., Badania wyładowań niezupełnych w aspekcie zjawiska migracji wody w układzie papier-olej, Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa TRANSFORMATOR'17, Toruń, 09-11.05.2017, 181-193

[5] Dodds C., Retrofilling MV Transformers 11 kV-33 kV From Mineral Oil To MIDEL 7131, https://www.cablejoints.co.uk/blog/article/retrofilling-mv-transformers-11kv-33kv-from-mineral-oil-to-midel-7131, data dostępu: 25.03.2019 r.

[6] Morańda H., Walczak K., Mościcka-Grzesiak H., Wyładowania niezupełne w układzie izolacyjnym celuloza-olej mineralny oraz celuloza-ester syntetyczny, Przegląd Elektrotechniczny, R. 92, Nr 10/2016, 155-157

[7] Morańda H., Przybyłek P., Mościcka-Grzesiak H., Rezystywność powierzchniowa preszpanu zanurzonego w oleju mineralnym lub estrze syntetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, R. 92, Nr 10/2016, 84-87

BADANIE WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH W TRANSFORMATORACH ENERGETYCZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA METODAMI AE, HF, UHF

INVESTIGATION OF PARTIAL DISCHARGES IN HIGH VOLTAGE POWER TRANSFORMERS USING AE, HF AND UHF METHODS

Krzysztof Siodła, Krzysztof Walczak, Hubert Morańda, Cyprian Szymczak, Wojciech Sikorski
Politechnika Poznańska
Wiesław Gil
Mikronika

1. Wprowadzenie

Badania wyładowań niezupełnych (wnz) są prowadzone w Politechnice Poznańskiej od wielu lat. Badania nakierowane na wdrożenie w systemie elektroenergetycznym realizowano w ramach projektu *„Monitoring wyładowań niezupełnych w wysokonapięciowych transformatorach energetycznych przy wykorzystaniu metody akustycznej"* [1] oraz w ramach projektu *„System monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym oparty na wykorzystaniu metod EA, HF i UHF"* [2]. Większość zadań w ramach drugiego projektu realizowano wspólnie z firmą MIKRONIKA, będącą konsorcjantem przemysłowym.

Badania okresowe wyładowań niezupełnych w transformatorach są niezbędne, ale nie zapewniają pełnego bezpieczeństwa. Jedynie monitoring pozwala na śledzenie dynamiki rozwoju wyładowań niezupełnych, pozwala ocenić groźbę zbliżającej się katastrofy i umożliwia szybkie podjęcie właściwej decyzji.

Systemy monitoringu służą do ciągłego śledzenia wybranych wielkości oraz nadzoru nad najbardziej awariogennymi częściami transformatora. Do podstawowych zadań systemu monitoringu transformatorów można zaliczyć, między innymi:

- gromadzenie podstawowych danych eksploatacyjnych (moc czynna, moc bierna, napięcie, częstotliwość, prądy zwarcia),
- gromadzenie danych przesyłanych przez systemy czujników (czujniki temperatury, czujniki zawartości wody w oleju, czujniki zawartości gazu w oleju),
- nadzór nad pracą systemu chłodzenia,
- nadzór nad pracą przełącznika zaczepów,
- nadzór nad stanem izolatorów przepustowych,
- wykrywanie powstających defektów i śledzenie dynamiki ich rozwoju.

Systemy monitoringu, w zależności od stopnia złożoności, mogą uruchamiać urządzenie alarmowe, a w przypadku wbudowanego systemu ekspertowego proponować środki zaradcze. Każde z wymienionych zadań systemu monitoringu wymaga osobnych, z reguły bardzo zaawansowanych, badań podstawowych o charakterze aplikacyjnym.

Posiadaliśmy znaczne doświadczenie w badaniach wyładowań niezupełnych z wykorzystaniem metody akustycznej (EA). Zaprojektowano i zbudowano dwa systemy monitoringu (stacjonarny i przewoźny) do badania wnz z wykorzystaniem metody akustycznej [3, 4, 5. 6]. System

przewoźny był wykorzystywany kilkadziesiąt razy w ramach realizacji usług badawczych, natomiast system stacjonarny został zainstalowany na transformatorze sieciowym dużej mocy (szczegóły w punkcie 5).

Postanowiliśmy jednak rozbudować warsztat badania wyładowań niezupełnych o metody wysokiej częstotliwości (HF) oraz ultra wysokiej częstotliwości (UHF). Każda z metod ma pewne ograniczenia, zalety i wady. Założono, że jednoczesne wykorzystanie trzech metod może dać system monitoringu niemal doskonały. Dla realizacji tego celu niezbędne było zaprojektowanie i zaimplementowanie nowatorskich elementów systemu.

2. Charakterystyka metod badania wyładowań niezupełnych

Metoda emisji akustycznej (EA). Wyładowania niezupełne generują impulsy ciśnienia, które traktujemy jako fale akustyczne. Mierzone ciśnienie akustyczne maleje wraz ze wzrostem odległości oraz częstotliwości. Wyładowania wielokrotne pochodzące od wielu źródeł charakteryzuje widmo częstotliwościowe w szerokich granicach, od kilku Hz do około 300 kHz.

Fala akustyczna ulega tłumieniu. Największe tłumienie występuje w dielektrykach stałych, mniejsze w metalach, a najmniejsze w cieczach, na przykład w oleju izolacyjnym.

Wybór częstotliwości pomiarowej zależy głównie od typu obiektu. W przypadku transformatorów stosuje się pasmo od 60 kHz do 300 kHz. Dolna granica podyktowana jest eliminacją zakłóceń akustycznych pochodzących od szumów magnetostrykcyjnych, wentylatorów, pomp itp.

Czułość metody zależy głownie od ośrodka. Najmniejszą czułość, około 1 nC, uzyskuje się w badaniach wyładowań niezupełnych powstających wewnątrz izolacji transformatora. Największą z kolei, około 5 pC, uzyskuje się badając wnz w oleju.

Jako detektory akustyczne w badaniach transformatorów stosuje się głównie sondy piezoelektryczne. W badaniach modelowych znaleziono korelację między intensywnością emisji akustycznej a ładunkiem pozornym wyładowań niezupełnych, natomiast w dużych rzeczywistych obiektach jest to bardzo trudne.

Metoda EA jest odporna na wszelkie zakłócenia elektromagnetyczne, co kwalifikuje tę metodę do badań transformatorów na stacjach i stanowi jej wielką zaletę. Do zalet też zaliczamy możliwość lokalizacji źródeł wnz oraz łatwość instalowania przetworników na zewnątrz kadzi bez konieczności wyłączania transformatora.

Do nowszych zagadnień, obecnie badanych, należy problem identyfikacji defektów. Wzorce opracowane w Politechnice Poznańskiej idealnie sprawdziły się w odniesieniu do transformatorów dużej mocy [7, 8].

Sumując, do zalet metody akustycznej zaliczamy: łatwość instalowania przetworników na zewnątrz kadzi bez konieczności wyłączania transformatora, dużą odporność na zakłócenia elektromagnetyczne, możliwość lokalizacji źródeł wnz oraz możliwość identyfikacji defektów generujących wyładowania niezupełne. Z kolei wadą jest mała czułość oraz trudności lub raczej niemożność wyznaczenia wiarygodnej wartości ładunku pozornego wyładowań niezupełnych.

Metoda wysokiej częstotliwości (HF). Metoda HF należy do metod elektromagnetycznych. Zaliczana jest do metod niekonwencjonalnych. Urządzenie pomiarowe jest sprzężone indukcyjnie z obiektem badań poprzez transformator prądowy wysokiej częstotliwości. Transformator prądowy (inaczej cewka Rogowskiego) może być z rdzeniem ferromagnetycznym lub bez rdzenia. Wykonuje się go jako dwudzielną obejmę zapinaną na wybranym przewodzie. Transformator z rdzeniem nakłada się zwykle na przewód łączący punkt zerowy transformatora z uziemieniem. Transformator bez rdzenia ferromagnetycznego nakłada się na dolny kołnierz izolatora przepustowego.

Transformator prądowy z rdzeniem zapewnia dużo większą czułość, ale charakterystyka częstotliwościowa jest nieliniowa. W przypadku transformatora prądowego bez rdzenia sytuacja jest odwrotna. Uzyskujemy liniową charakterystykę częstotliwościową, ale niestety mniejszą czułość [9]. Jest duża łatwość instalacji transformatora prądowego.

Poważną wadą jest wpływ zakłóceń elektromagnetycznych na wyniki pomiarów.

Sumując, do zalet metody HF zalicza się łatwość instalowania transformatora prądowego wysokiej częstotliwości oraz relatywnie dużą czułość metody, natomiast do wad wpływ zakłóceń elektromagnetycznych na wyniki pomiarów oraz niemożność lokalizacji defektów.

Metoda ultra wysokiej częstotliwości (UHF). Metoda UHF należy do metod elektromagnetycznych. Sonda pomiarowa jest sprzężona pojemnościowo z obiektem badań, co klasyfikuje ją, jako bezprzewodową lub służącą zdalnym pomiarom. Analizie poddaje się przebiegi o bardzo wysokiej częstotliwości, rzędu GHz.

Pierwsze poważne zastosowania metody UHF dotyczyły rozdzielni o izolacji gazowej GIS. Pracownicy Uniwersytetu w Stuttgarcie około 15 lat temu zaprojektowali system monitoringu wyładowań niezupełnych stacji GIS oparty na wykorzystaniu metody UHF, a w następnych latach sprawowali nadzór eksploatacyjny nad systemem. W ostatnich latach można znaleźć w literaturze doniesienia o wykorzystaniu metody UHF do monitorowania wyładowań niezupełnych w transformatorach [10].

W metodzie UHF sondę wprowadza się do wnętrza kadzi. W tej sytuacji kadź staje się klatką Faradaya, dzięki czemu metoda jest bardzo odporna na zakłócenia elektromagnetyczne. Czułość metody klasyfikowana jest jako duża, co oczywiście stanowi zaletę.

Lokowanie sondy wewnątrz kadzi jest niestety bardzo kłopotliwe. Wprowadza się ją zwykle przez dolny przewód spustowy oleju lub umieszcza w oknie rewizyjnym. W przypadku transformatora eksploatowanego jest to możliwe po spuszczeniu oleju. Taka sytuacja może wystąpić w przypadku podjęcia decyzji suszenia oleju na stacji transformatorowej. Z kolei nie ma większego problemu z zainstalowaniem sondy w czasie generalnego remontu transformatora w zakładach remontowych. Produkowane są sondy kilku typów z odpowiednimi konektorami dopasowanymi do różnych typów transformatorów. Pojawiają się apele, na przykład firmy Alstom [11], aby w każdym nowym transformatorze umieszczać sondę. Jest to koszt minimalny a korzyści w przyszłości bardzo duże.

Lokalizacja defektów jest możliwa, ale jest trudnym problemem wymagającym jeszcze wielu badań. W pracy [12] przedstawiono wyniki lokalizacji defektów w warunkach laboratoryjnych i w transformatorze na stacji rozdzielczej. W warunkach laboratoryjnych zlokalizowano defekty z błędem wynoszącym 1 cm, natomiast w transformatorze z błędem nieprzekraczającym 30 cm [12].

Sumując, do zalet metody UHF możemy zaliczyć dużą czułość, odporność na zakłócenia elektromagnetyczne oraz możliwość lokalizacji i identyfikacji defektów. Główną wadą jest bardzo kłopotliwa instalacja sondy.

3. Prace projektowe i konstruktorskie w zakresie metod HF i UHF

Zaprojektowano i wykonano w kilku wersjach moduł detekcji wyładowań niezupełnych w paśmie HF. Skonstruowano przekładniki prądowe w.cz. (transformatory rdzeniowe) nakładane na przewód łączący punkt zerowy transformatora z uziemieniem oraz cewki Rogowskiego (transformatory bezrdzeniowe) nakładane na dolny kołnierz izolatora przepustowego. Wykonano też moduł akwizycji i przetwarzania sygnałów HF oraz odpowiednie oprogramowanie [13, 14].

Dla potrzeb badania wnz w paśmie UHF zaprojektowano i wykonano wiele wersji modułu detekcji. Wykonano kilka prototypów sond UHF przeznaczonych do instalowania w zaworach olejowych lub w oknach inspekcyjnych [15, 16, 17]. Zaprojektowano i wykonano układy niskoszumnych szerokopasmowych przedwzmacniaczy oraz moduł akwizycji i przetwarzania sygnałów UHF. Wykonano też odpowiednie oprogramowanie modułu akwizycji i przetwarzania sygnałów UHF.

Zaprojektowano i wykonano moduł przetwarzania danych (MPD). Zaprojektowano konstrukcję elementów składowych, a po skompletowaniu modułu wykonano testy odporności na warunki środowiskowe w zakresie elektromagnetycznej kompatybilności. W końcowej fazie dokonano integracji modułów HF, UHF i EA z modułem MPD.

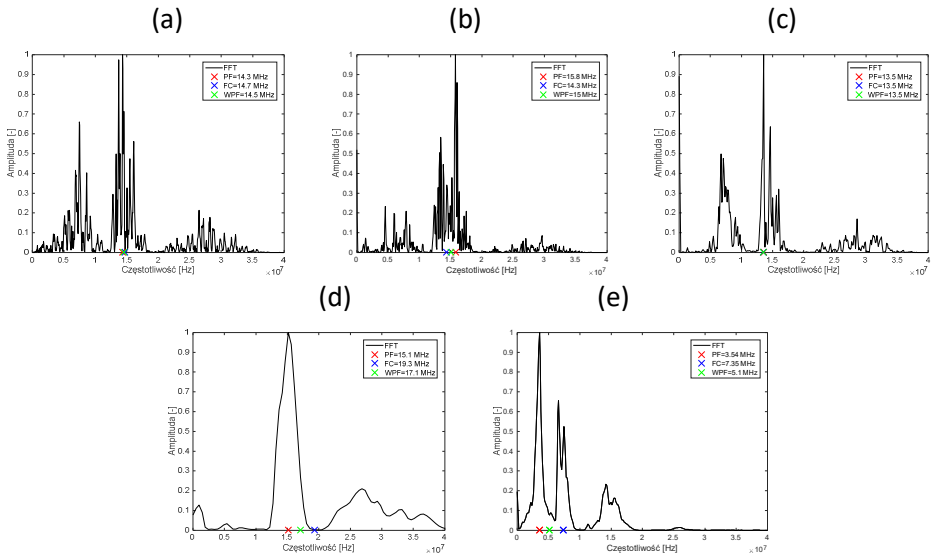
Dla potrzeb przetwarzania danych pomiarowych opracowano oprogramowanie modułu MPD, które uwzględnia autokalibrację torów pomiarowych, wyznaczanie podstawowych parametrów impulsów i możliwość identyfikacji defektów. Uwzględniono również funkcje generujące ostrzeżenia i alarmy w oparciu o algorytmy wnioskowania.

4. Badania laboratoryjne wyładowań niezupełnych w pasmach HF i UHF na obiektach modelowych

Pierwszym krokiem było zaprojektowanie i wykonanie kadzi do badań laboratoryjnych. Kadź ma znaczne wymiary (800x400x600), jest zaopatrzona w przepusty wolne od wyładowań niezupełnych, okna rewizyjne oraz zawory spustowe oleju. Przewidziano możliwość instalacji sond HF oraz UHF.

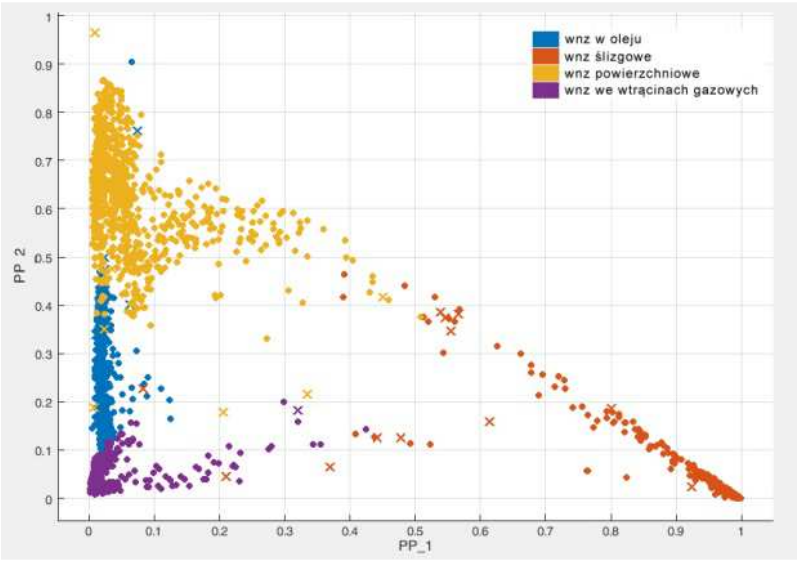
Przeprowadzono szeroko zakrojone badania wnz na obiektach z zamodelowanymi defektami. Przeanalizowano przebiegi częstotliwościowe wyładowań ślizgowych, powierzchniowych, w oleju mineralnym w układzie ostrze-płyta, we wtrącinach gazowych i w klinie olejowym.

Po skompletowaniu bazy wyników badań opracowano wzorce wyładowań niezupełnych dla metody HF oparte na analizie amplitudowo-częstotliwościowej. Na rysunku 1 przedstawiono widma gęstości energii (periodogramy FFT) dla pięciu źródeł wyładowań niezupełnych.



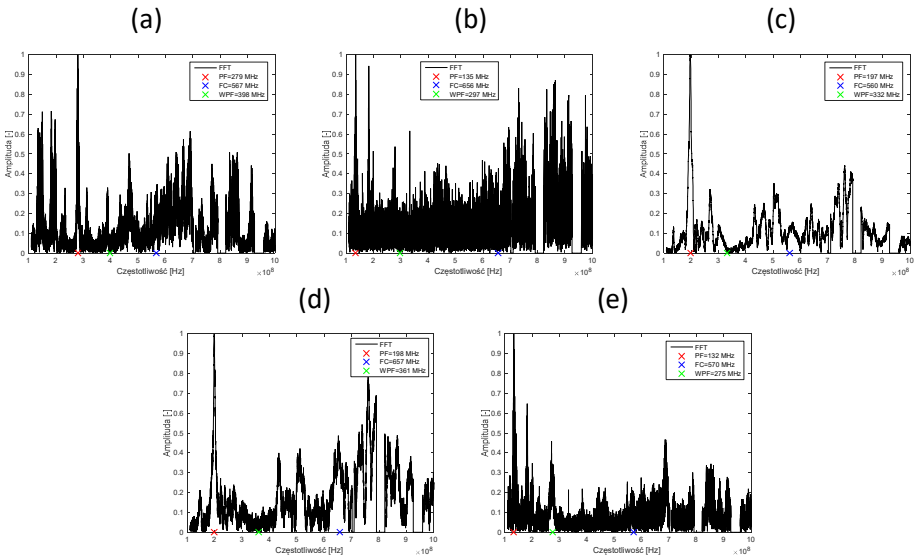
Rys. 1. *Periodogramy FFT wyładowań niezupełnych uzyskane z wykorzystaniem metody HF; wyładowania niezupełne: ślizgowe (a), powierzchniowe (b), w oleju mineralnym w układzie ostrze płyta (c), we wtrącinach gazowych (d), w klinie olejowym (e)*

Funkcję automatycznej klasyfikacji defektów oparto na metodzie wektorów nośnych SVM *(Support Vector Machines)*. Parametrem opisującym klasę wnz była energia cząstkowa impulsów w wybranym paśmie częstotliwości. Energię cząstkową impulsów w paśmie 0,1-10 MHz oznaczono przez PP_1, natomiast w paśmie 10-20 MHz przez PP_2. Wynik sklasyfikowania 3266 impulsów mierzonych metodą HF, przy wykorzystaniu wyżej opisanej procedury, w układzie osi PP_2–PP_1 przedstawiono na rysunku 2 [18].



Rys. 2. *Wynik klasyfikacji 3266 impulsów wnz zarejestrowanych z wykorzystaniem metody HF (nieprawidłowo sklasyfikowane impulsy zostały na rozkładzie oznaczone symbolem 'x')*

Z kolei na rysunku 3 przedstawiono periodogramy FFT wyładowań niezupełnych mierzonych z wykorzystaniem metody UHF. Przebiegi te stanowią dane wyjściowe do dalszej procedury identyfikacji defektów. Widać, że każdy defekt charakteryzuje się typowym dla niego obrazem, co umożliwia wybór wielu parametrów służących identyfikacji defektów.



Rys. 3. *Periodogramy FFT wyładowań niezupełnych uzyskane przy wykorzystaniu metody UHF; wyładowania niezupełne: (a) ślizgowe, (b) powierzchniowe, (c) w oleju mineralnym w układzie ostrze płyta, (d) we wtrącinach gazowych, (e) w klinie olejowym*

5. Wdrożenia systemów pomiaru oraz monitoringu wyładowań niezupełnych

Pierwszy poważny test systemu monitoringu wnz metodą EA został przeprowadzony w Zakładach Produkcyjno-Remontowych Energetyki Power Engineering w Czerwonaku na transformatorze 68 MVA w czasie prób odbiorczych po generalnym remoncie.

System mobilny badania wnz metodą EA został wykorzystany kilkadziesiąt razy w ramach wykonywania usług badawczych, miedzy innymi na transformatorach należących do PSE Północ, PSE Zachód, Lubelski Węgiel „Bogdanka", Elektrownia Rybnik i Power Engineering.

W 2012 roku system stacjonarny monitoringu wnz metodą EA został zainstalowany na transformatorze 330 MVA, 400 kV na stacji Ostrów Wielkopolski. Na transformatorze tym uprzednio zainstalowano nadrzędny system monitoringu SYNDIS ES firmy MIKRONIKA [19]. System SYNDIS ES jest zainstalowany na kilkudziesięciu transformatorach należących do PSE, co w przyszłości ułatwi zintegrowanie systemu monitoringu wnz z systemem nadrzędnym.

Kompleksowe testy systemu monitoringu wnz metodami HF, UHF i EA wykonano na nowym transformatorze 330 MVA w Zakładzie Produkcji Transformatorów EthosEnergy w Lublińcu. Testy systemów HF i UHF wypadły pozytywnie. Kolejnym krokiem były badania na transformatorze w warunkach rzeczywistych.

System monitorowania wnz poddano testom na transformatorze w eksploatacji należącym do KWB Bełchatów. Jest to transformator rozdzielczy o mocy 31 500 kVA. Producent transformatora – Żychlińskie Transformatory przeprowadził odpowiednie modyfikacje umożliwiające instalację dwóch sond UHF w oknach inspekcyjnym. Sondę HF zamontowano na przewodzie zerowym. Program do analizy wnz metodami HF, UHF i EA zintegrowano z systemem monitoringu SYNDIS. Potwierdzono poprawną transmisję danych z modułu wnz do serwera systemu centralnego zainstalowanego w MIKRONICE.

W przyszłości, między innymi z wykorzystaniem elementów systemu monitorowania wnz, będzie dokonywana selekcja transformatorów w celu suszenia ich izolacji stałej w ramach aktualnie realizowanego projektu współfinansowanego przez NCBR [20]. W projekcie tym przewidziano, że badania wnz będą wykonywane również na transformatorach podlegających procedurze suszenia.

Artykuł współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ze środków: 1) Programu Badań Stosowanych, w ramach projektu PBS3/A4/12/2015, pt. "System monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym oparty na wykorzystaniu metod EA, HF i UHF", okres realizacji 1.04.2015-30.09.2018, 2) Poddziałania 4.1.2 „Regionalne agendy naukowobadawcze", w ramach projektu POIR.04.01.02-00-0045/17-00, pt. „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego", okres realizacji 1.07.2018-30.06.2021.

LITERATURA

[1] Projekt R01 057 03 „Monitoring wyładowań niezupełnych w wysokonapięciowych transformatorach energetycznych przy wykorzystaniu metody akustycznej", finansowany przez NCBR, koszt projektu 700.000 zł, okres realizacji: 4.12.2010-5.10.2017

[2] Projekt PBS3/A4/12/2015 „System monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym oparty na wykorzystaniu metod EA, HF i UHF", finansowany przez NCBR, koszt projektu 3.448.977 zł, okres realizacji: 1.04.2015-30.09.2018

[3] Sikorski W., Ultraczułe przetworniki emisji akustycznej zoptymalizowane do monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorach, Przegląd Elektrotechniczny, 2016, R. 92, 10/2016, 10-16

[4] Sikorski W., Morańda H., Bródka B., Neumann R., Detekcja, identyfikacja i lokalizacja źródeł wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, R 85, 11a/2010, 142-145

[5] Sikorski W., Walczak K., Morańda H., Gil W., Andrzejewski M., System monitoringu wyładowań niezupełnych metodą emisji akustycznej – doświadczenia eksploatacyjne, Przegląd Elektrotechniczny, R 88, 11b/2012, 117-121

[6] Sikorski W., Walczak K., Analiza trendu parametrów wyładowań niezupełnych realizowana przez system monitoringu transformatorów energetycznych PDtracker, Przegląd Elektrotechniczny, R 90, 10/2014, 168-171

[7] Sikorski W., Staniek P., Walczak K., Joint UHF/AE Method of Partial Discharges Detection and Identification, III International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Electric Materials APTADM'2007, Wrocław, Poland, 2007, 52-57

[8] Sikorski W., Siodła K., Identification of Partial Discharge Sources in High Voltage Insulating Systems Using Acoustic Emission Method, Proc. XIV International Symposium on High Voltage Engineering ISH 2005, Beijing, China, 345

[9] Florkowska B., Florkowski M., Włodek R., Zydroń P., Mechanizmy, pomiary i analiza wyładowań niezupełnych w diagnostyce układów izolacyjnych wysokiego napięcia, Wydawnictwo IPPT PAN, Warszawa, 2001

[10] Beltle M., Mueller A., Tenbohlen S., Statistical Analysis of Online Ultrahigh-Frequency Partial Discharge Measurement of Power Transformers, IEEE Electrical Insulation, vol. 28, 6/2012, 17-22

[11] Gautschi D., Weiers T., Buchs G., Wyss S., Ultra high frequency (UHF) partial discharge detection for power transformers: Sensitivity check on 800 MVA power transformers and first field experience, CIGRE 2012, A2-115

[12] Zheng S., Li C., Tang Z., Chang W., Zhou B., Research and Application of Ultra-Wide-Band Radio-Frequency Method Used for PD Location in Transformers, CIGRE 2012, D1-307

[13] Polak F., Sikorski W., Siodła K., Ocena możliwości zastosowania matrycy anten UHF do lokalizacji wyładowań niezupełnych, Przegląd Elektrotechniczny, 2016, R. 92, Nr 10/2016, 63-66

[14] Szymczak C., Sikorski W., Projektowanie i optymalizacja anten UHF do monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, 2016, R. 92, Nr 10/2016, 75-79

[15] Polak F., Sikorski W., Siodła K., Prototyping of UHF antennas using simulation software, Computer Application in Electrical Engineering, Vol. XIV, Poznań 2016, 168-176

[16] Polak F., Sikorski W., Siodła K., Lokalizacja źródeł wyładowań niezupełnych z wykorzystaniem matryc mikropaskowych anten UHF, Przegląd Elektrotechniczny, 10/2018, 122-125

[17] Szymczak C., Sikorski W., Siodła K., Grabia M., Konstrukcja anten UHF typu PIFA do monitoringu wyładowań niezupełnych w transformatorze energetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, 10/2018, 138-142

[18] Sikorski W., Szymczak C., Siodła K., Polak F., Hilbert curve fractal antenna for detection and on-line monitoring of partial discharges in power transformers, "Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability", 3/2018, 343-351

[19] Gil W., SYNDIS ES, system monitoringu transformatorów, Urządzenia dla Energetyki, 2/2011, 64-65

[20] Projekt POIR.04.01.02-00-0045/17-00 „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego", współfinansowany przez NCBR, koszt projektu 7.677.957,69 zł, okres realizacji: 1.07.2018-30.06.2021

OCENA STANU TECHNICZNEGO TRANSFORMATORÓW ŻYWICZNYCH ZA POMOCĄ DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH PRZY WYKORZYSTANIU MOBILNEGO ŹRÓDŁA NAPIĘCIA TESTOWEGO

ASSESSMENT OF THE CONDITION OF DRY-TYPE TRANSFORMERS BY MEANS OF PARTIAL DISCHARGE DIAGNOSIS USING A MOBILE VOLTAGE SOURCE

Christoph Engelen, M.Sc.
OMICRON electronics Deutschland GmbH, Germany
Ing. Udo Ranninger, Dr. Michael Krüger
OMICRON electronics, Austria

Streszczenie

W związku ze zmianami zachodzącymi w sektorze energetycznym i związany z tym rozwój odnawialnych źródeł energii, liczba zainstalowanych w sieciach średniego napięcia transformatorów suchych rośnie. Urządzenia te są powszechnie stosowane w przemyśle, sektorze morskim i cywilnym. Wspólnym mianownikiem we wszystkich tych obszarach zastosowań jest to, że zalety transformatorów suchych należy wykorzystać w odniesieniu do konkretnych miejsc instalacji. Brak oleju mineralnego jako medium izolacyjnego umożliwia stosowanie transformatorów suchych w obszarach o wysokich wymaganiach w zakresie ochrony środowiska. Ponadto obciążenie ogniowe i ryzyko powstawania silnego dymu, takie jak w tunelach lub budynkach, są zminimalizowane. Jednak brak oleju mineralnego i szczególne warunki środowiskowe również stanowią wyzwanie dla diagnozowania już działających transformatorów. Sprawdzona metoda wykonywania analizy gazu w oleju nie jest możliwa. Ponadto ograniczona przestrzeń i dostęp do obiektu testowego mogą utrudniać pomiary na miejscu.

W artykule tym przedstawiono podejście do oceny stanu transformatorów suchych za pomocą pomiarów wyładowań niezupełnych. Dzięki zastosowaniu przenośnego źródła napięcia można wykonać na miejscu test jednofazowym napięciem indukowanym. W połączeniu z pomiarem wyładowań niezupełnych, stan izolacji każdego uzwojenia może być indywidualnie analizowany i oceniany. W zależności od mocy transformatora wymagana moc w trakcie testu może się znacznie różnić. Dlatego stosuje się system modułowy, który można rozszerzyć o maksymalnie dwa wzmacniacze mocy. W ten sposób można przetestować transformatory o mocy do 20 MVA. Ponadto generowanie zmiennej częstotliwości może zmniejszyć zapotrzebowanie na moc bierną do minimum.

W przeciwieństwie do testów laboratoryjnych w kontrolowanych warunkach, na miejscu należy spodziewać się zwiększonego poziomu zakłóceń powodowanych przez maszyny wirujące, energoelektronikę i innych odbiorców. Praktyczne przykłady pokazują, jak z jednej strony użyteczne sygnały mogą być oddzielone od impulsów zakłóceniowych za pomocą synchronicznego wieloczęstotliwościowego pomiaru WNZ (3CFRD - wykres zależności trzech częstotliwości środkowych). Z drugiej strony, różne źródła WNZ mogą być również rozdzielone w ten sposób. Ponadto omówiono kwestię wyboru możliwych kryteriów oceny starzejących się transformatorów.

1 Wprowadzenie

Zastosowanie transformatorów suchych okazało się skuteczne w wielu zastosowaniach. Taki sprzęt jest często wykorzystywany w sieciach energetycznych średniego napięcia w przemyśle oraz w sektorach morskim i cywilnym, na przykład w sieciach metra. Czynnikami decydującymi o zastosowaniu transformatorów suchych są: niskie koszty serwisowania i zmniejszone ryzyko

pożaru. Te ostatnie mogą mieć szczególne znaczenie dla instalacji w kompleksach budynków i tunelach. Ponadto brak oleju mineralnego jako izolacji eliminuje potrzebę stosowania mis olejowych. To sprawia, że transformatory suche są szczególnie korzystne do stosowania w turbinach wiatrowych, ponieważ są one często instalowane w obszarach o wysokich wymaganiach w zakresie ochrony wód gruntowych lub na morzu.

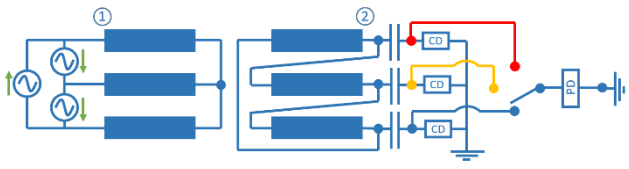
Choć transformatory suche są mniejszej mocy i na mniejsze napięcia w porównaniu z ich olejowymi odpowiednikami, są one ważnym elementem zasilania elektrycznego ze względu na ich wszechstronność. W kontekście turbin wiatrowych transformatory, które są podłączone bezpośrednio do generatora turbiny, można uznać za jednostki GSU *(ang. Generator step-up transformers)*. Pomiary diagnostyczne i oceny stanu tych jednostek mają odpowiednie znaczenie. Poniżej omówiono zastosowanie różnych procedur diagnostycznych do oceny stanu transformatorów suchych i zilustrowano je studiami przypadku. W kompleksowej ocenie stanu transformatora głównym priorytetem jest badanie głównej izolacji. Nacisk położony jest na wykonanie pomiarów w miejscu instalacji testowanego obiektu.

1.1 Pomiary diagnostyczne transformatorów suchych (żywicznych)

Podobnie jak w przypadku transformatorów olejowych, prewencyjne pomiary diagnostyczne można również wykonywać na transformatorach suchych. Ze względu na różnice w konstrukcji i zastosowaniu izolacji stałej, znaczenie poszczególnych procedur pomiarowych musi być ponownie przedyskutowane. Tradycyjne procedury pomiarów elektrycznych, takie jak rezystancja czynna uzwojenia lub pomiary impedancji zwarcia, są przydatne do określania integralności uzwojenia, nie dostarczają informacji o stanie izolacji stałej. W przypadku transformatorów olejowych analiza gazu w oleju zapewnia wstępne wskazania dotyczące potencjalnych usterek wewnętrznych, takich jak wyładowania niezupełne lub lokalne przegrzanie [1]. Dalsze środki można podjąć na podstawie oceny stężeń gazu. Ponieważ tą metodę wstępnej diagnozy nie da się wykorzystać dla transformatorów suchych, należy zastosować inne procedury pomiarowe, aby móc uzyskać wiarygodną informację o stanie izolacji. Dlatego poniżej omówiono diagnostykę wyładowań niezupełnych za pomocą testu napięcia indukowanego [2].

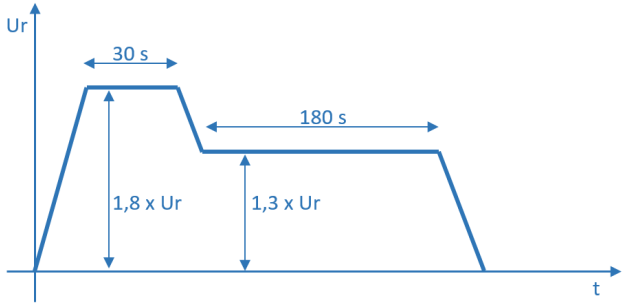
1.2 Diagnostyka wyładowań niezupełnych

Pomiar wyładowań niezupełnych (WNZ) w transformatorach suchych jest częścią testu akceptacyjnego [3] i jest zwykle przeprowadzany po zakończeniu wszystkich pomiarów dielektrycznych. Obiekt testowy jest zasilany przez uzwojenia dolnego napięcia, podczas gdy układ pomiarowy WNZ jest podłączony do uzwojeń GN (rys. 1), kolejno do każdej z trzech faz.



Rysunek 1. *Konfiguracja pomiarów WNZ zgodnie z IEC 60073-11[3],*
1) Uzwojenie DN indukujące; 2) Uzwojenie GN z systemem pomiarowym WNZ „PD"

Cykl testowy obejmuje fazę wstępnego naprężenia 1,8-krotności napięcia nominalnego przez 30 sekund i pomiar przy 1,3-krotności napięcia nominalnego przez 180 sekund (rys. 2). Wartość graniczna dla testu akceptacyjnego wynosi 10 pC [3].

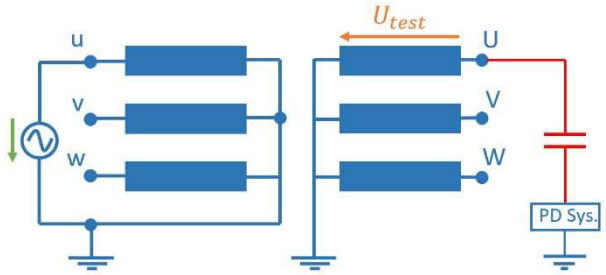


Rysunek 2. *Cykl testu pomiarowego WNZ zgodnie z IEC 60073-11 [3]*

Jeśli używany jest jednokanałowy system pomiarowy WNZ, każda faza może być rozpatrywana oddzielnie, pomimo indukowania we wszystkich trzech fazach. Ewentualny przesłuch impulsów wyładowań niezupełnych między wieloma fazami może być zatem trudny do wykrycia. W testach fabrycznych okoliczność ta ma niewielkie znaczenie, ponieważ prawdopodobieństwo wyładowań niezupełnych w nowo wyprodukowanych uzwojeniach jest niskie. W docelowej ocenie poszczególnych uzwojeń transformatorów podczas pracy, omówione jest podejście z indukcją jednofazową.

1.3 Pomiar WNZ z 1-fazowym zasilaniem

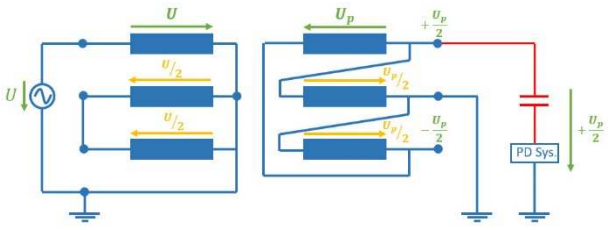
W przypadku zasilania 1-fazowego transformatora trójfazowego każde uzwojenie jest zasilane oddzielnie przez uzwojenie dolnego napięcia i badane pod kątem aktywności wyładowań niezupełnych. Rysunek 3 przedstawia przykładową konfigurację testową transformatora YNyn0.



Rysunek 3. *Układ testowy z zasilaniem jednofazowym transformatora YNyn0.*

System pomiarowy WNZ jest podłączony do odpowiedniego uzwojenia GN, przy uziemionym punkcie gwiazdowym. Naprężenie napięciowe głównej izolacji odpowiada warunkom roboczym.

Dla transformatorów, których uzwojenia GN połączone są w trójkąt, zaleca się zastosowanie układu pomiarowego jak na Rysunku 4.



Rysunek 4. *Układ testowy z zasilaniem jednofazowym dla transformatora Dyn.*

Podczas gdy naprężenia elektryczne głównej izolacji zależą od warunków pracy, na zaciskach transformatora występuje zmniejszone napięcie jednofazowe. W ten sposób można uniknąć nadmiernego naprężenia izolacji między fazą a ziemią. Ponadto kondensatory o znacznie niższym napięciu znamionowym mogą być używane nawet przy wyższych napięciach testowych. Jest to szczególnie korzystne w miejscach o ograniczonej przestrzeni, takich jak wnętrze gondoli turbiny wiatrowej.

2 Zastosowanie przenośnego źródła napięcia

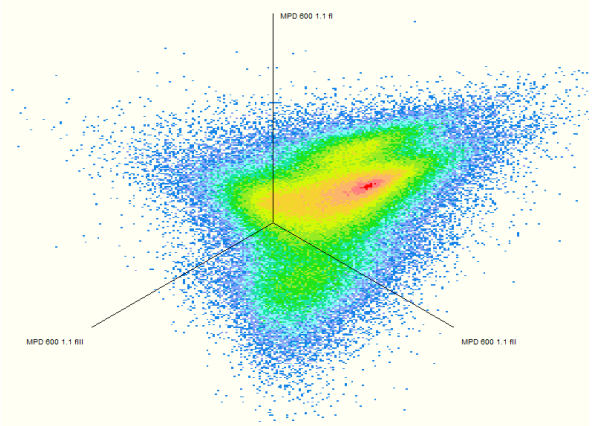
2.1 Układ testowy

Jednostka sterująca ma jednofazowe wyjście napięciowe, które może generować napięcie o zmiennej częstotliwości do 250 V. Jest ono podwyższane za pomocą transformatora podwyższającego napięcie, do poziomu wymaganego napięcia testowego na zaciskach dolnego napięcia w testowanym obiekcie. Przekładnię tego transformatora dopasowującego można zmieniać, aby zapewnić najwyższy stopień elastyczności. Do odpowiedniego zacisku wysokiego napięcia jest podłączony kondensator sprzęgający z układem pomiarowym WNZ, aby można było zmierzyć impulsy wyładowań niezupełnych. Ta metoda służy do testowania kolejno wszystkich trzech faz i analizowania odpowiednich izolacji uzwojeń. Przesłuch między uzwojeniami można dodatkowo zminimalizować, odłączając połączenia uzwojeń.

Aktywność wyładowań niezupełnych określa się ilościowo, mierząc wartości wyładowań w pC i ocenia się przez zbadanie zarejestrowanego wzorca pofazowych wyładowań niezupełnych (wzorzec **P**hase **R**esolved **P**artial **D**ischarge). Uwaga skupia się na rozróżnieniu wewnętrznych wyładowań niezupełnych pochodzących z układu izolacji i wyładowań zewnętrznych, które mogą być spowodowane zanieczyszczeniem lub źródłami zewnętrznymi. Zarówno filtry sprzętowe, jak i programowe mogą być stosowane w celu uzyskania rzetelnych wyników nawet w środowiskach, w których występują wysokie poziomy zakłóceń. Oddzielenie wielu źródeł wyładowań niezupełnych i źródeł zakłóceń za pomocą pomiaru wielospektralnego, a następnie zastosowanie filtrów adaptacyjnych - pomiar z wykresem zależności trzech częstotliwości środkowych (3CFRD) - opisano poniżej.

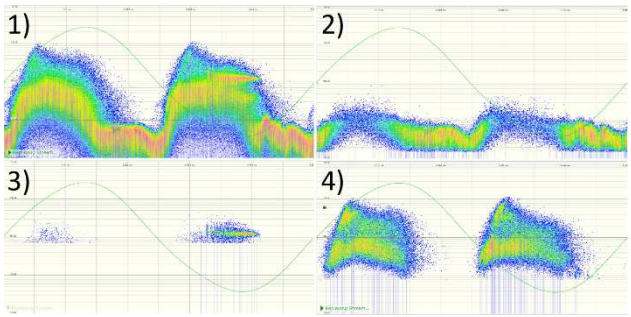
2.2 Filtrowanie szumów

Zastosowanie czułego systemu pomiaru wyładowań niezupełnych wymaga wykrywania niepożądanych sygnałów przez obwód pomiarowy. Można tego oczekiwać, zwłaszcza w środowiskach przemysłowych z zakłóceniami pochodzącymi z energoelektroniki i maszyn elektrycznych. Jednym ze sposobów przeciwdziałania tym zakłóceniom jest zastosowanie synchronicznego pomiaru wieloczęstotliwościowego (metoda wykresu zależności trzech częstotliwości środkowych 3CFRD). Tutaj pomiar WNZ jest wykonywany przy trzech różnych częstotliwościach pomiarowych. Sygnały różnego typu i pochodzenia mają różne widma częstotliwości. Odpowiednia konfiguracja synchronicznych filtrów pomiarowych pozwala na grupowanie sygnałów z różnych źródeł w klastry (rys. 5).



Rysunek 5. *3CFRD transformatora z wieloma źródłami WNZ*

Następnie każdy klaster może być badany kolejno bez nakładania go na inne źródła WNZ lub emitery [4]. Umożliwia to oddzielenie istotnych wyładowań niezupełnych od zakłóceń zewnętrznych, a także oddzielne badanie WNZ w odniesieniu do napięć zapłonu i gaszenia, analizy wzorców itp. Poniższy przykład ilustruje rozdzielenie całego PRPD na poszczególne elementy składające się z szumu tła i dwóch źródeł wyładowań niezupełnych (rys. 6).

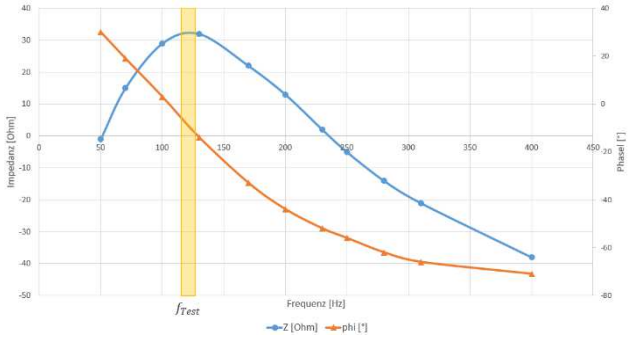


Rysunek 6. *1) Pełny PRPD, 2) Szum tła, 3) Wyładowanie koronowe, 4) Zaawansowane wyładowanie powierzchniowe, po rozdzieleniu przy pomocy 3CFRD*

Oddzielając poszczególne wzorce, można zidentyfikować wyładowanie koronowe. Jeśli jest to ukryte, wraz z szumem tła, ujawnia się wzorzec wyładowania krytycznego źródła WNZ, co w tym przypadku wskazuje na obecność zwęglonych powierzchni [5].

2.3 Wymagania mocowe

System testowy ma moc 5 kVA przy pracy krótkotrwałej. Obejmuje to wymaganą moc bierną i straty magnesowania transformatora. Główna indukcja badanego obiektu, pojemność uzwojenia i pojemność kondensatora sprzęgającego tworzą obwód rezonansowy. Regulację częstotliwości napięcia zasilania można zatem wykorzystać do określenia punktu pracy przy minimalnym poborze mocy. Rysunek 7 pokazuje zależność od częstotliwości mierzonej impedancji obwodu testowego.



Rysunek 7. *Zależność impedancji obwodu testowego od częstotliwości, amplituda (niebieska), kąt fazowy (pomarańczowa)*

Jeśli częstotliwość jest ustawiona na maksymalny zakres impedancji, zużycie energii jest zredukowane do minimum. Jeśli maksimum impedancji nie znajduje się w regulowanym zakresie częstotliwości 50–400 Hz, można zamontować dodatkowe kondensatory równolegle do uzwojenia dolnego napięcia, aby uzyskać punkt rezonansu.

Jeśli wymagana moc przekracza specyfikacje systemu testowego, do systemu można dodać dwa wzmacniacze mocy, aby pokryć wyższe zapotrzebowanie mocy. Każdy wzmacniacz o wadze 18 kg jest podłączony do obiektu testowego za pomocą oddzielnego transformatora podwyższającego napięcie. Ta procedura zwiększa dostępną moc wyjściową trzykrotnie. W zależności od konstrukcji badanego obiektu, transformatory żywiczne o mocach do ok. 20 MVA można przetestować w terenie.

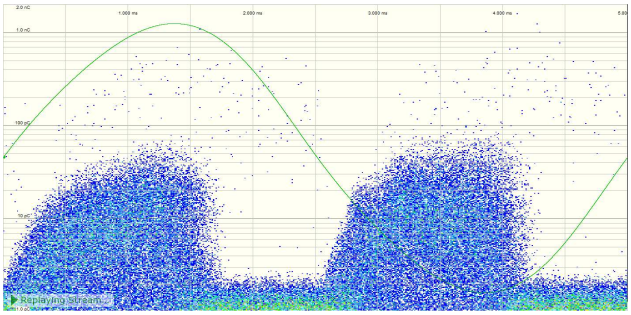
2.4 Kryterium oceny

Jak opisano powyżej, test akceptacji nowych transformatorów wymaga jasno określonego cyklu testowego i maksymalnego poziomu WNZ 10 pC. W celu pomiaru WNZ i późniejszej oceny działania transformatorów należy omówić możliwość zastosowania tych kryteriów. Poprzednie pomiary na miejscu wykazały, że często wymagany jest cykl testowy ze zmniejszonym napięciem testowym. Jeśli cykl testowy zostanie zmniejszony do 80% napięcia zgodnie z [3], spowoduje to że faza wstępnego naprężenia nastąpi z 1,3-krotnym napięciem nominalnym i napięciem testowym równym napięciu znamionowemu. Podobnie ocena aktywności wyładowań niezupełnych nie powinna być ograniczona do poziomu wyładowań. Raczej określenie rodzaju źródła WNZ ma znaczenie dla oceny potencjalnego ryzyka dla transformatora. Poniższe studia przypadków ilustrują zastosowanie tych kryteriów oceny.

3 Studia przypadku

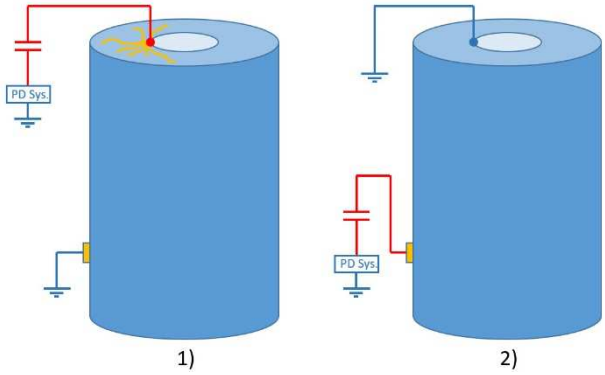
3.1 Przypadek 1

Transformator 9.5 MVA w izolacji żywicznej zbadano pod kątem wyładowań częściowych przy użyciu indukowanego napięcia testowego. Podczas gdy pierwsze dwie fazy nie wykazują żadnych nieprawidłowości, wyładowania powierzchniowe można zaobserwować na ostatniej fazie. Uważa się, że pochodzą one z warstwy brudu wewnątrz uzwojenia GN (Rys. 8).



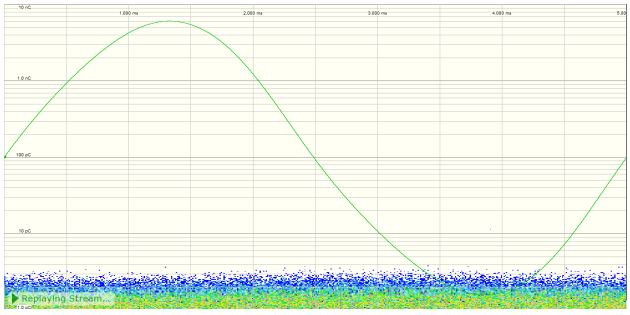
Rysunek 8. *Wyładowania powierzchniowe w uzwojeniu GN*

Ponieważ natychmiastowe czyszczenie na miejscu nie jest możliwe, konfiguracja testu została zmodyfikowana w celu zminimalizowania pola elektrycznego zanieczyszczonych obszarów. W tym celu kondensator sprzęgający jest podłączony do podstawy cewki, a uziemienie jest podłączone do początku cewki. Podczas gdy napięcie na izolacji uzwojenia pozostaje takie samo, w górnej części cewki nie występują naprężenia (rys. 9).



Rysunek 9. *1) Podłączenie kondensatora sprzęgającego w górnej części uzwojenia, wyładowania powierzchniowe 2) Zamienione podpięcie kondensatora sprzęgającego i uziemienia, bez WNZ*

Po zamianie kondensatora sprzęgającego i uziemienia możliwe jest uzyskanie stanu bez WNZ w cewce (rys. 10). Ponieważ między dwoma pomiarami zmieniło się tylko napięcie do ziemi, wyładowania niezupełne z pierwszego pomiaru można wyraźnie prześledzić w odniesieniu do stanu zewnętrznego (powierzchniowego) cewki.

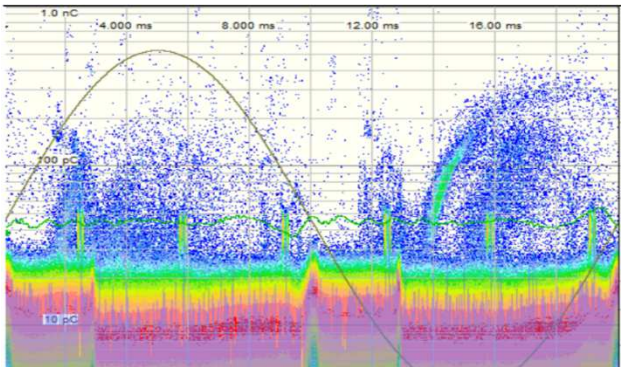


Rysunek 10. *PRPD bez wyładowań niezupełnych po zamianie podłączenia kondensatora sprzęgającego i uziemienia*

Ponieważ wyładowania niezupełne nie występują wewnątrz cewki, a napięcie zapłonu jest niższe od napięcia nominalnego, zaleca się czyszczenie uzwojenia w celu zminimalizowania ryzyka dalszych uszkodzeń.

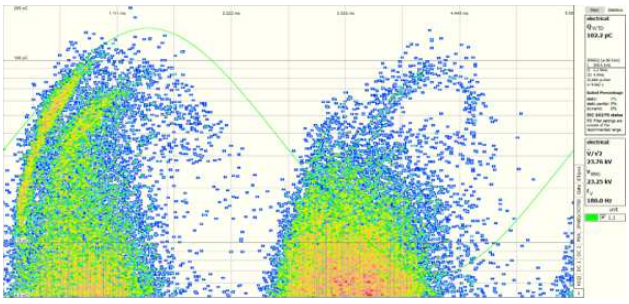
3.2 Przypadek 2

W trakcie testów rutynowych system monitoring online dla kabla SN wykryto wyładowania niezupełne (Rys. 11).



Rysunek 11. *PRPD na kablu, zarejestrowane przez system monitoringu*

Źródło WNZ można znaleźć zarówno w sekcji kablowej, jak i w podłączonym transformatorze suchym 800 kVA / 20 kV. Dlatego jednofazowy pomiar WNZ, który jest wykonywany za pomocą napięcia indukowanego, jest używany do testowania transformatora oddzielnie. W ten sposób aktywność WNZ jest wykrywana we wszystkich fazach z napięciami zapłonu 16 kV, co jest wyraźnie poniżej napięcia nominalnego (rys. 12).



Rysunek 12. *PRPD fazy L1 transformatora, zarejestrowane przy indukowanym napięciu testowym*

Brak WNZ w kablu jest następnie weryfikowany za pomocą zastosowanego testu napięciowego. Transformator jest następnie zamieniany, ponieważ można założyć, że wyładowania niezupełne są stale aktywne podczas normalnej pracy i nadal oddziałują na izolację.

4 Podsumowanie

W artykule przedstawiono metody testowania stanu izolacji transformatorów suchych, które zostały już zainstalowane. Za pomocą przenośnego źródła testowego można przeprowadzić test napięcia indukowanego w połączeniu z pomiarem wyładowań niezupełnych. Każde uzwojenie transformatora jest wzbudzana oddzielnie, co umożliwia ukierunkowaną ocenę

każdego uzwojenia. Dodając wzmacniacze mocy, moc wyjściowa źródła napięcia staje się skalowalna. Umożliwia to testowanie transformatorów do ok. 20 MVA. Ponieważ nie jest możliwe wykonanie pomiarów w osłoniętej komorze, należy uwzględnić odpowiednią wielkość zakłóceń. Wykazano, że metoda 3CFRD umożliwia oddzielenie sygnałów WNZ od sygnałów zakłóceń. Praktyczność systemu została zilustrowana za pomocą dwóch studiów przypadku. Testując każdą cewkę indywidualnie, możliwe było wykrycie określonych źródeł wyładowań niezupełnych i wyizolowanie ich przyczyn.

5 Literatura

[1] VDE 0370 Part 7 (IEC 60599): "Im Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte: Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase" [Mineral oil-filled electrical equipment in service: Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis], VDE Verlag Berlin and Offenbach.

[2] EN 60076, Part 3: „Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft", [Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air] VDE Verlag, 2001.

[3] EN 60076, Part 11: „Trockentransformatoren"[Dry-type transformers], 2004

[4] W. Koltunowicz, R. Plath: "Synchronous Multichannel PD Measurements", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6; Dec. 2008.

[5] CIGRÉ, WG D1.29, Brochure 676: „Partial Discharges in Transformers" Cigré, 2017.

OCENA STANU TECHNICZNEGO TRANSFORMATORÓW ŻYWICZNYCH ZA POMOCĄ DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH PRZY WYKORZYSTANIU MOBILNEGO ŹRÓDŁA NAPIĘCIA TESTOWEGO

ASSESSMENT OF THE CONDITION OF DRY-TYPE TRANSFORMERS BY MEANS OF PARTIAL DISCHARGE DIAGNOSIS USING A MOBILE VOLTAGE SOURCE

Christoph Engelen, M.Sc.
OMICRON electronics Deutschland GmbH, Germany
Ing. Udo Ranninger, Dr. Michael Krüger
OMICRON electronics, Austria

Abstract

As part of the energy transition and the associated development of renewable energies, the number of installed dry-type transformers is increasing on the medium-voltage power grid. This equipment is commonly found in industrial plants and the marine and civil sectors. The common denominator in all these areas of application is that the advantages of dry-type transformers should be exploited with regard to the specific installation sites. The lack of mineral oil as an insulating medium allows dry-type transformers to be used in areas with high environmental protection requirements. Furthermore, the fire load and the risk of heavy smoke formation, such as in tunnels or buildings, is minimized. However, the lack of mineral oil and special environmental conditions also pose challenges for the diagnosis of transformers already in operation. The proven method of performing gas-in-oil analysis is not possible. Moreover, limited space and accessibility to the test object can impede on-site measurements.

This article provides an approach for assessing the condition of dry-type transformers by means of partial discharge measurements. By using a mobile, portable voltage source, a single-phase induced voltage test can be performed on site. In conjunction with a partial discharge measurement, the insulation condition of each coil can be individually analyzed and evaluated. Depending on the power class of the transformer, the required test power can vary greatly. Therefore, a modular system is used which can be extended by up to two power amplifiers. This way, transformers up to 20 MVA can be tested. Furthermore, a variable-frequency injection can reduce the reactive power requirement to a minimum.

In contrast to laboratory tests under controlled conditions, an increased level of interference from rotating machinery, power electronics and other consumers is to be expected on site. Practical examples show how, on the one hand, useful signals can be separated from the interference pulses using a synchronous multi-frequency PD measurement (3CFRD, three-center frequency relation diagram). On the other hand, different PD sources can also be separated in this way. Moreover, the issue concerning the choice of possible assessment criteria for aged transformers is discussed.

1 Introduction

The use of dry-type transformers has proved to be suc-cessful in a range of applications. Such equipment is often used in medium-voltage power grids in industrial plants and in the marine and civil sectors, such as in subway networks. Deciding factors for the use of dry-type transformers include low-maintenance operation and reduced fire risk. The latter can be of particular significance for installation in building complexes and tunnels. Furthermore, the absence of mineral oil as an insulating medium eliminates the need for oil sumps. This makes

dry-type transformers particularly advantageous for use in wind turbines, as they are often installed in areas with high groundwater protection requirements or at sea.

Although dry-type transformers operate in smaller power and voltage classes compared to their oil-filled counter-parts, they are an important component of the electrical power supply due to their versatility. In the context of wind turbines, the transformers, which are connected di-rectly to the turbine generator, can be considered as GSU units. Diagnostic measurements and the condition as-sessments of these units are of corresponding signifi-cance. In the following, the applicability of various diag-nostic procedures for the condition assessment of dry-type transformers is discussed and illustrated with case studies. In a comprehensive assessment of the condition of a transformer, the examination of the main insulation is the key priority. The focus here is on performing the measurements at the installation site of the test object.

1.1 Diagnostic Measurements on Dry-Type Transformers

Similar to oil-filled transformers, preventive diagnostic measurements can also be performed on dry-type trans-formers. Due to the differences in design and the use of a solid insulating material, the significance of the individual measurement procedures must be discussed again. Alt-hough conventional electrical measurement procedures, such as winding resistance or short-circuit impedance measurements, are useful in determining winding integri-ty, they do not provide information on the condition of the solid insulation. For oil-filled transformers, a gas-in-oil analysis provides initial indications about potential inter-nal faults, such as partial discharges or local overheating [1]. Further measures can be taken based on the evalua-tion of the gas concentrations. Since this method of initial diagnosis is ruled out for dry-type transformers, other measurement procedures must be used in order to be able to obtain reliable information about the condition of the insulation. Therefore, partial discharge diagnosis by means of induced voltage testing [2] is discussed below.

1.2 Partial Discharge Diagnosis

The partial discharge measurement on dry-type trans-formers is part of the acceptance test [3] and is typically carried out after the completion of all dielectric measure-ments. The test object is energized via the LV windings, while a PD measuring system is connected to the HV windings (Fig. 1). It is connected to each of the three phases in succession.

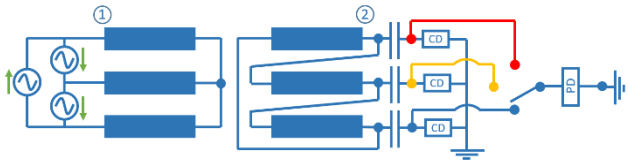


Figure 1. *PD measuring configuration according to IEC 60073-11[3].*
1) Excited LV winding; 2) HV winding with PD system

The test cycle includes a pre-stress phase of 1.8 times nominal voltage for 30 secs and a measurement at 1.3 times nominal voltage for 180 secs (Fig. 2). The limit val-ue for the acceptance test is 10 pC [3].

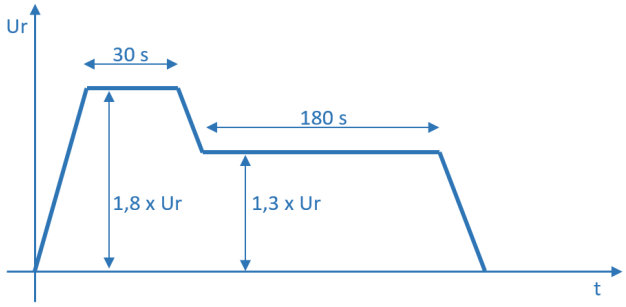


Figure 2. *PD measurement test cycle according to IEC 60073-11 [3].*

If a single-channel PD measuring system is used, each phase can only be considered separately despite the three phases being excited. A possible crosstalk of partial dis-charge impulses between multiple phases could therefore be difficult to detect. In factory tests, this circumstance is of little significance, as the probability of partial dis-charges in the newly manufactured coils is low. For a tar-geted assessment of the individual coils of transformers in operation, the single-phase excitation approach is dis-cussed below.

1.3 Single-Phase Induced PD Measurement

For the single-phase excitation of a three-phase trans-former, each coil is excited separately via the LV winding and examined for partial discharge activity. Figure 3 shows an example test setup for a YNyn0 transformer.

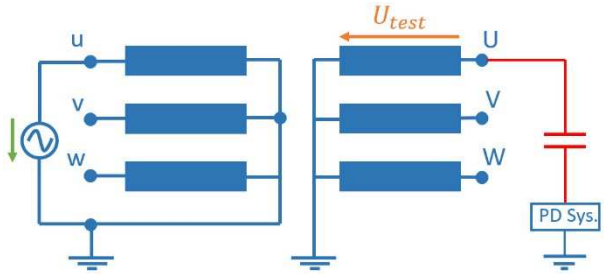


Figure 3. *Test setup of a single-phase induced voltage test for a YNyn0 transformer.*

The PD measuring system is connected to the correspond-ing HV winding, while the neutral point is grounded. The voltage stress of the main insulation corresponds to that of the operating condition.

For transformers whose HV coils are connected with a delta connection, it is recommended to the setup as shown in Figure. 4.

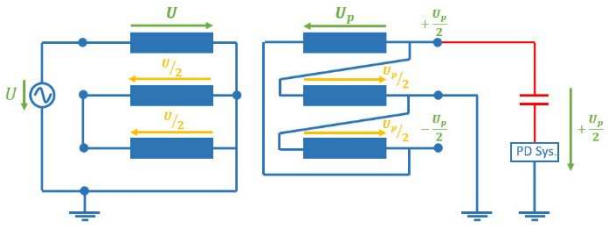


Figure 4. *Test setup of a single-phase induced voltage test for a Dyn transformer.*

While the electric stress of the main insulation is based on the operating condition, there is a reduced line-to-ground voltage on the terminals of the transformer. In this way, excessive stress on the line-to-ground insulation can be avoided. Furthermore, capacitors with significantly lower rated voltages can be used even at higher test voltages. This is particularly advantageous in locations with limited space, such as inside the nacelle of a wind turbine.

2 Use of a Mobile Voltage Source

2.1 Test System

The control unit has a single-phase voltage output that can generate a frequency-variable voltage of up to 250 V. This is stepped up using a step-up transformer to generate the required test voltage on the low-voltage terminals of the test object. The transformation ratio of this matching transformer can be varied while doing so to provide the highest degree of flexibility. A coupling capacitor with a PD measuring system is connected to the corresponding high-voltage terminal so that the partial discharge pulses can be measured. This method is used to test all three phases in succession and analyze the respective coil insulations. Crosstalk between the coils can be further minimized by disconnecting the coil connections.

The partial discharge activity is quantified by measuring the discharge values in pC and assessed by examining the recorded phase-resolved partial discharge pattern (PRPD pattern). Attention here is focused on making a distinction between internal partial discharges emanating from the insulation system and external discharges that may be caused by contamination or external sources. Hardware and software filters can both be employed to enable reliable statements to be made even in environments in which high levels of disturbance are present. The separation of a number of partial discharge sources and interference sources using multi-spectral measuring followed by adapted filtering—the three-center frequency relation diagram (3CFRD) measurement—is described below.

2.2 Noise Filtering

The use of a sensitive partial discharge measuring system requires that unwanted signals are also detected by the measuring circuit. This can be expected, especially in in-dustrial environments with interference from power elec-tronics and electrical machinery. One way to counteract this interference is to use a synchronous multi-frequency measurement (three-center frequency relation diagram, 3CFRD method). Here, a PD measurement is taken at three different measurement frequencies. Signals of dif-ferent type and origin have different frequency spectra. By appropriately configuring the synchronous measuring filters, this characteristic can be used to group signals from different sources into clusters (Fig. 5).

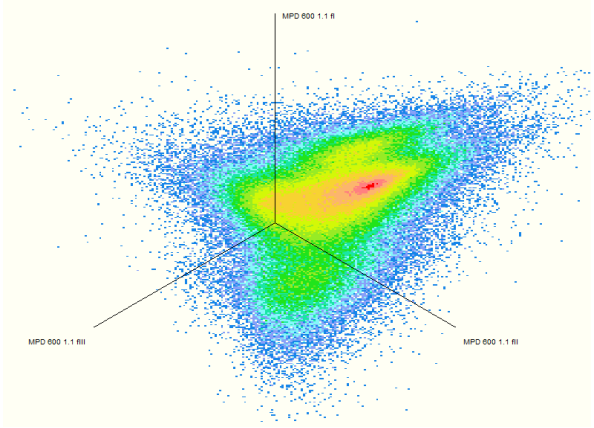


Figure 5. *3CFRD of a transformer with multiple PD sources*

Each cluster can then be examined in turn without it being overlain by other PD sources or emitters [4]. This enables relevant partial discharges to be separated from external interferences, as well as a separate examination of the PD with respect to the inception and extinction voltages, pattern analysis, etc. The following example illustrates the separation of the entire PRPD into individual components consisting of background noise and two partial discharge sources (Fig. 6).

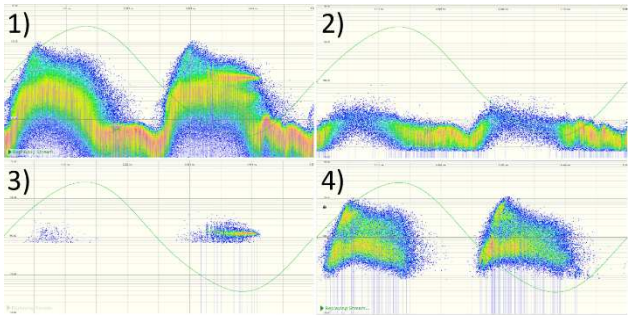


Figure 6. *1) Complete PRPD, 2) Background noise, 3) Corona discharge, 4) Advanced surface discharge, after separation using 3CFRD.*

By separating the individual patterns, a corona discharge can be identified. If this is hidden, together with the back-ground noise, the discharge pattern of the critical PD source is revealed, which in this case, indicates the pres-ence of carbonized surfaces [5].

2.3 Power Requirement

The test system has a power of 5 kVA for short-time op-eration. This covers the required reactive power and the magnetization losses of the transformer. The main inductance of the test object, winding capacitance and the capacitance of the coupling capacitor form a resonant circuit. A frequency adjustment of the supply voltage can therefore be used to determine an operating point with minimal power consumption. Figure 7 shows the frequency dependence of a measured test circuit impedance.

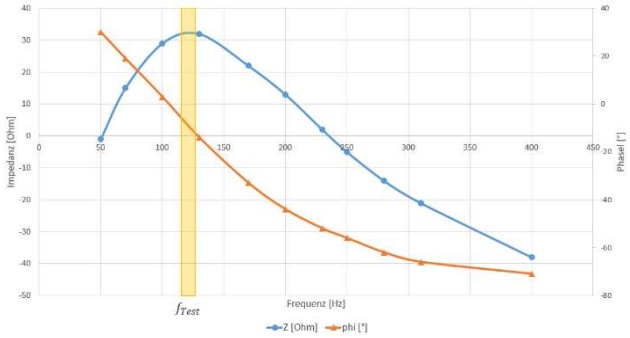


Figure 7. *Frequency dependence of the test circuit imped-ance, amplitude (blue) and phase shift (orange).*

If the frequency is set to the maximum impedance range, power consumption is reduced to a minimum. If a maxi-mum impedance cannot be detected in the adjustable range of 50–400 Hz, additional capacitors can be installed parallel to the LV winding to achieve a resonance point.

If the required power exceeds the specifications of the test system, two power amplifiers can be added to the system in order to cover a higher power requirement. Each 18 kg amplifier is connected to the test object via a separate step-up transformer. This procedure increases the available output power by a factor of three. Depending on the design of the test object, cast resin transformers in power classes of up to approx. 20 MVA can be tested in the field.

2.4 Evaluation Criteria

As described above, the acceptance test for new trans-formers requires a clearly defined test cycle and a maxi-mum PD level of 10 pC. For the PD measurement and subsequent assessment of the transformers in operation, the applicability of these criteria must be discussed. Pre-vious on-site measurements have shown that a test cycle with a reduced test voltage is often required. If the test cycle is reduced to 80% voltage according to [3], this will result in a pre-stress phase with 1.3 times nominal voltage and a test voltage of 1.0 times nominal voltage. Equally, the assessment of the partial discharge activity should not be limited to the discharge level. Rather, the determina-tion of the type of the PD source is of importance in order to estimate the risk potential for the transformer. The fol-lowing case studies illustrate the implementation of these evaluation criteria.

3 Case Studies

3.1 Case Study 1

A 9.5 MVA cast resin transformer was examined for par-tial discharges by carrying out an induced voltage test. While the first two phases show no abnormalities, surface discharges can be observed on the last phase. It is be-lieved that these come from a layer of dirt on the inside of the HV coil (Fig. 8).

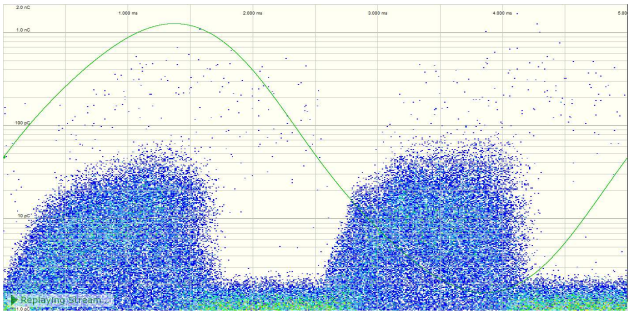


Figure 8. *Surface discharges on the HV winding.*

Since immediate on-site cleaning is not possible, the test setup is modified to minimize the electric field of the con-taminated areas. For this purpose, the coupling capacitor is connected to the base of the coil and the ground is con-nected to the beginning of the coil. While the voltage of the winding insulation remains the same, there is no volt-age stress on the upper part of the coil (Fig. 9).

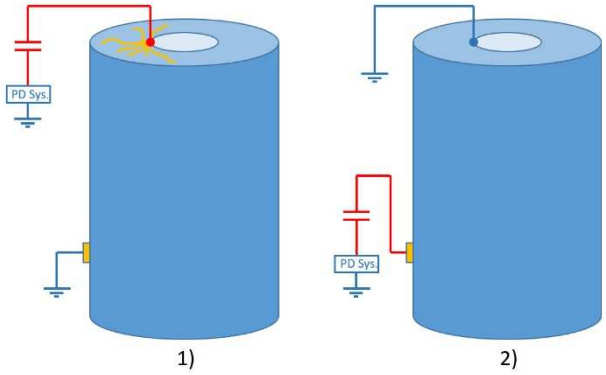


Figure 9. *1) Connection of the coupling capacitor at the top of the winding, surface discharges 2) Coupling ca-pacitor and ground swapped, free of PD.*

After swapping the coupling capacitor and ground, it is possible to determine the lack of PD in the coil (Fig. 10). Since only the voltage to ground has changed between the two measurements, the partial discharges of the first measurement can be clearly traced back to the surface condition of the coil.

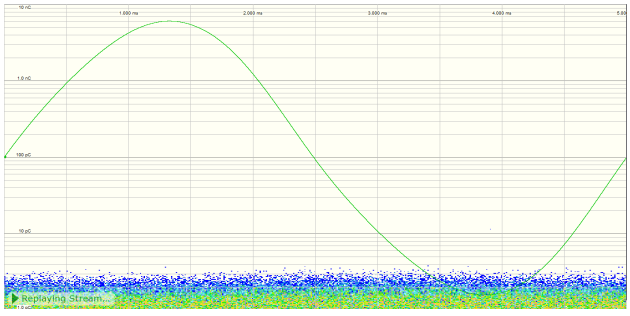


Figure 10. *PRPD free of partial discharge after swapping the coupling capacitor and ground.*

Since the partial discharges do not occur inside the coil and the inception voltage is below the nominal voltage, it is recommended to clean the winding in order to minimize the risk of further damage.

3.2 Case Study 2

Partial discharges were recorded during the routine testing of an online monitoring system for a MV cable (Fig. 11).

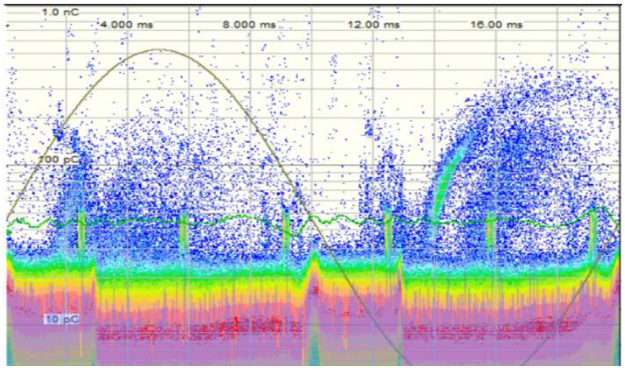


Figure 11. *PRPD of cable, recorded using a monitoring system.*

The PD source can be found both in the cable section and in the connected 800 kVA/20 kV dry-type transformer. Therefore, a single-phase PD measurement, which is tak-en using an induced voltage test, is used to test the trans-former separately. In doing so, PD activity is detected on all phases with inception voltages of 16 kV, which is clearly below the nominal voltage (Fig. 12).

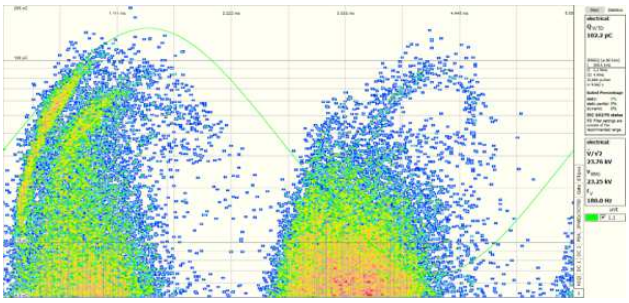


Figure 12. *PRPD U-phase of the transformer, recorded during the induced voltage test.*

The absence of PD in the cable is then verified using an applied voltage test. The transformer is then swapped, as it can be assumed that the partial discharges are perma-nently active during regular operation and continue to act on the insulation.

4 Summary

This article presents methods for testing the insulation condition of dry-type transformers which have already been installed. With the help of a mobile test source, an induced voltage test can be carried out in conjunction with a partial discharge measurement. Each coil of the transformer is excited separately which enables a targeted assessment of each winding. By adding power amplifiers, the output power of the voltage source becomes scalable. This makes it possible to test transformers up to approx. 20 MVA. Since it is not possible to take the measure-ments in a shielded chamber, a corresponding amount of interference must be taken into account. It has been shown that the 3CFRD method enables PD signals to be separated from disturbance signals. The practicality of the system has been illustrated using two case

studies. By testing each coil individually, it was possible to detect specific sources of partial discharge and isolate their causes.

5 Literature

[1] VDE 0370 Part 7 (IEC 60599): "Im Betrieb befindli-che, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte: Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase" [Mineral oil-filled electrical equipment in service: Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis], VDE Verlag Berlin and Offenbach.

[2] EN 60076, Part 3: „Isolationspegel, Spannungsprü-fungen und äußere Abstände in Luft", [Insulation le-vels, dielectric tests and external clearances in air] VDE Verlag, 2001.

[3] EN 60076, Part 11: „Trockentransformatoren"[Dry-type transformers], 2004

[4] W. Koltunowicz, R. Plath: "Synchronous Multichan-nel PD Measurements", IEEE Transactions on Die-lectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6; Dec. 2008.

[5] CIGRÉ, WG D1.29, Brochure 676: „Partial Dis-charges in Transformers" Cigré, 2017.

WYZNACZANIE DŁUGOŚCI OKRESU EKSPLOATACJI TRANSFORMATORÓW MOCY. METANOL ORAZ ZWIĄZKI FURANU JAKO WYZNACZNIKI STOPNIA DEGRADACJI IZOLACJI PAPIEROWEJ

END-OF-LIFE MANAGEMENT OF POWER TRANSFORMERS. METHANOL AGAINST FURANS

Alfonso de Pablo, Ledicia Salgado
TJH2b Spain

The lifetime of oil-filled transformers is largely determined by the lifetime of cellulosic insulation. Normal aging or abnormal overheating of paper insulation in transformers depends on ambient temperature, oil condition (acidity and sludge), loading experience and design parameters. These processes reduce its degree of polymerization (DP) and its tensile strength. Ageing processes cause not only changes in the mechanical strength of paper, but also in its dielectric properties, e.g. conductivity. Because cellulose is not accessible in transformers, the remaining life estimation is made by indirect measurements through oil sampling and analysis of degradation chemical markers.

Traditionally, analysis of furanic compounds dissolved in transformer oil has been used to monitor the course of cellulosic paper degradation. This is a well-established technique, with a number of degradation models for the interpretation of test results published in the scientific literature.

More recently, methanol (MeOH) has been identified as oil-soluble by-product generated by the ageing of oil-impregnated cellulose in power transformers.

Generally speaking, it can be considered that methanol is a good indicator during early steps of paper degradation and 2-furfural is more useful when degradation is getting more severe.

This paper goes on to describe the use of furans, mainly 2-furfuraldehyde, and methanol as chemical markers of cellulose degradation, and to discuss the advantages and disadvantages of the use of both indicators.

Introduction

It is a general belief that mineral oil filled power transformers are designed to operate reliably for 40 years or even more. But transformer end-of-life should not be simply indicated by the transformer age but determined by the insulation system end-of-life.

Normal aging or abnormal overheating of paper insulation in transformers depends on ambient temperature, oil condition (acidity and sludge), loading experience and design parameters. The course of cellulosic paper degradation process can be monitored in many different ways such as the measurement of folding, burst, tear and tensile strengths and

changes in electrical properties, but all these tests cannot be used in transformers in service due to the inaccessibility of paper from the outside of the transformer. In general, there is a good correlation among these tests [1].

Degradation processes reduce the degree of polymerization (DP) of the paper, and its tensile strength. It is usually considered that the end-of-life of transformers is reached when the DP of paper reaches a value of 200 and its tensile strength is ~40% of initial value [2-4]. This is based on the assumption that tensile strength is then too low to resist the mechanical vibrations and electromechanical forces produced by external short circuits in transformers.

The ageing of the oil-impregnated cellulose insulation and the associated loss of mechanical strength is one of the important factors that limit the life expectancy of a transformer. It is commonly acknowledged that the ageing is governed by temperature. Transformers, using cellulose insulation, are normally assumed to operate for decades at nominal load at a specified ambient temperature. Research shows that contaminants like water, acids and oxygen influence the ageing of solid and liquid insulation significantly. The role of these contaminants is not considered in the loading guides [5].

It has been shown, however, that the electrical resistivity of paper remains the same at low DPs < 200. By contrast, the resistivity of paper impregnated with highly oxidized oil has been observed to decrease dramatically, by a factor of ~ 500 [6]. This suggests that the dielectric failure of degraded oil/paper insulation is mainly due to the oil rather than to paper, and reinforces the critical importance of maintaining a good quality of oil throughout the life of transformers, particularly in their late years, by reclaiming the oil when needed [7].

1. Tensile strength

Tensile strength is defined as the "maximum load that a material can support without fracture when being stretched, divided by the original cross-sectional area of the material" [8]. Thus, tensile strength is an indicator of the toughness of a material, but not of its resistance to compression.

End-of-life criteria is largely based on the DP estimation instead of tensile strength measurements, simply because cellulosic paper is inaccessible from the outside of the transformer. Thus, it is almost impossible to take paper samples to be physically analyzed in the laboratory. But the electrical industry has a long and successful experience in sampling and analyzing the oil. Unfortunately, the DP of paper cannot be directly calculated through oil analysis, but needs to be estimated by other tools, for instance, after furans or methanol analysis.

Moreover, should were possible to measure the tensile strength, this should be of relative interest because it has been observed that, even though short cellulose fibers at very low DPs have lost most of their initial tensile strength, they still have a high resistance to compression, acting as reinforcing fillers in the degraded cellulose, like mineral particles or glass fibers do in paints and plastics. Once paper has been wrapped around the conductors of windings and clamped, the windings can withstand considerable short circuit forces. The thickness of degraded paper decreases with its DP, so that the clamping force applied to windings might also be expected to decrease. Thus, additional mechanical forces can contribute to winding distortions [7].

2. Furans

The presence of furans in transformers that failed due to overheating was discovered by Peter Burton in 1982. His findings were published in the form of a confidential CEGB interim report and a formal paper presented to the 1984 CIGRE General Session [9, 10]. Since then, large efforts have been made to try to correlate the furans, mainly furfural, content with the degree of polymerization of paper. Unfortunately, there is no a general agreement on the best method to estimate the DP of paper through furans analyses.

Whilst the analysis of furfural concentration is very easy and there exist national and international standards [11, 12], interpretation of test results, in terms of degree of polymerization of paper is not evident and needs the use of models. There are several reasons for this [13]:

- Uncertainties in DP measurements;
- Ignorance of the actual amount of paper that is being degraded at a given time;
- Ignorance of transformer´s thermal profile;
- Effect of oil treatments

The uncertainties in the measurement of the DP come mainly from bad laboratory practices. When paper is sampled after a laboratory ageing test, or from a transformer that is going to be scraped, this sample needs to be dissolved in a suitable solvent, i.e. cupriethylenediamine. In order to avoid further degradation, this solution shall be done in the absence of oxygen, but this precaution is not followed by many laboratories, leading to abnormally low DP values.

When a transformer is under load, the top oil temperature can be about 20°C warmer than the bottom oil temperature and the winding is typically 12°C warmer than the oil due to the insulating effect of the paper wrapped around the winding conductors. So, there is, in this example, 32 °C difference between the paper at the winding hot spot location and the bottom oil temperature. This will create a temperature gradient that condition both the furfural formation and the paper DP. In general, this gradient is unknown as it is the amount of paper wrapped around the hotter parts of the winding conductor. The highest the amount of paper being degraded the highest the amount of furfural.

Oil maintenance dramatically affect the amount of furfural dissolved in the oil because furfural is volatile and polar compound.

As early as 1985, Shroff and Stannett found a logarithmic relationship between furfural content and the DP of paper [4]. It shall be noted that such relationship was determined in the laboratory, where experimental conditions are well under control.

The most widely used interpretation models to correlate furans content with DP are those of Chendong [14] and Stebbins [15]. It is noteworthy that these two methods are based on the statistical evaluation of transformers in service:

Chendong: $$DP = \frac{\log[2FAL] - 1{,}51}{-0{,}0035}$$

Stebbins: $$DP = \frac{\log([2FAL] * 0.88) - 4{,}51}{-0{,}0035}$$

These two models lead to very similar results, as shown in Figure 1.

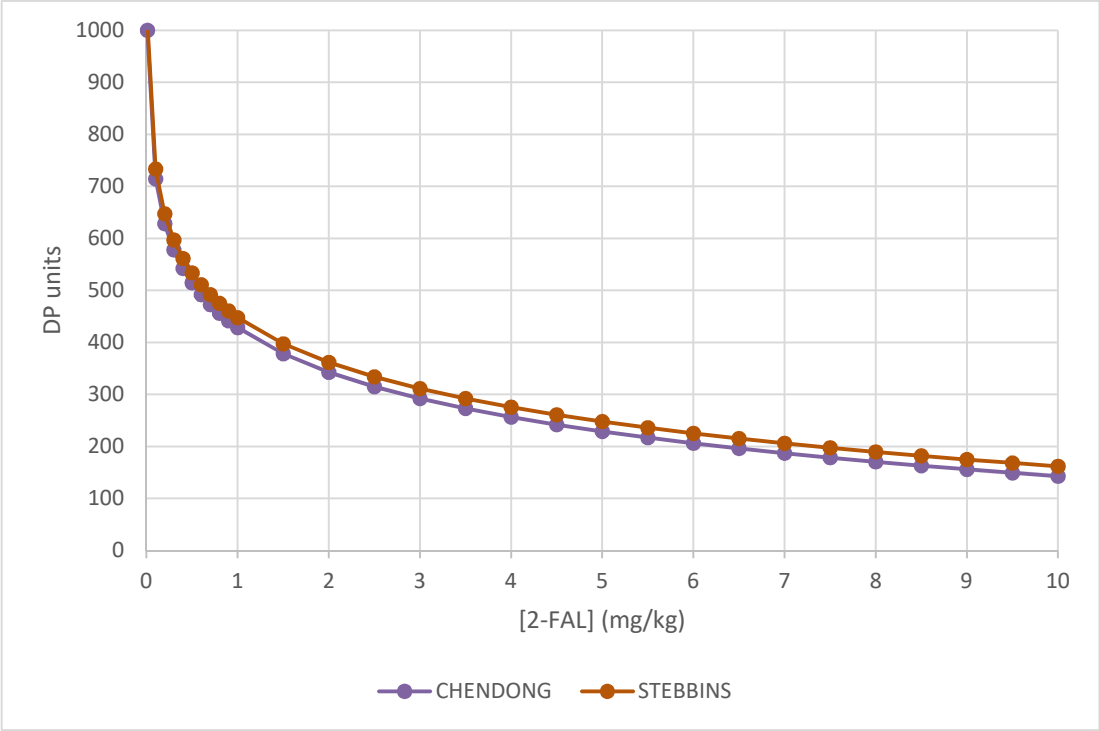


Figure 1. *Interpretation models of Chendong (blue line) and Stebbins (red line)*

Main limitation of these statistical models is that they do not take into consideration the actual amount of paper that is being degraded at any time and, thus, are responsible for the amount of the analyzed furfural.

To overcome this limitation, a different model was developed by CIGRE TF 15.01.03. This method, also named De Pablo model, is based on the observation that, at temperatures up to 140 – 150ºC, the yield of the reaction Paper → Furfural is about 30% (every cellulose chain scission yields 0.3 molecules of furfural and 0.7 molecules of other by-products, mainly levoglucosane type sugars) [16]. The main formula of this model is:

$$\text{De Pablo} \qquad [2FAL(\mu g \ / \ g \ paper)] = \frac{10^6 \times \left(\frac{DP_0}{DP_t} - 1\right)}{162 \times DP_0} \times 96 \times 0.3 \times 1.2 \qquad (1)$$

where
DP_0 is the initial DP
DP_t is DP at any moment during ageing
162 is the molecular weight of glucose units
96 is molecular weight of furfural
10^6 is correction factor from µg to g
0.3 is reaction yield
1.2 is correction factor because it has been observed that as much as 20% of furfural is adsorbed by paper and, thus, not dissolved in the oil.

Note that in this model, units of furfural are µg/g of paper, but the laboratory units after furfural analysis is µg/g of oil (this is the same that mg/kg of oil). Thus, this method requires to know the ratio paper / oil in the transformer. In modern transformers, ratio weight of oil to weight of paper is about 4.

Another important observation is that at the very first steps of degradation, there is a sudden decrease of degree of polymerization without increase of furfural production. Most likely reason of this behavior is the scission of "weak leaks" present in cellulose and other polysaccharides [17]. Thus, it is recommended to use a value of 800 as the initial degree of polymerization.

Last but not least, it is necessary to consider that, in general, not all the paper in the winding is degraded, just only the portion of paper exposed to the hotter temperatures, i.e. the paper located in the vicinity of the hot spot. According to Sokolov, "the heated mass of conductor insulation that is subjected to accelerated deterioration comprises typically 2 – 10% of the total mass" [18].

Thus, considering all these variables, paper/oil ratio, the value for the initial DP and the amount of degraded at any time, De Pablo´s model has the shape shown in Figure 2 for three levels of degraded paper 2, 5 and 10%.

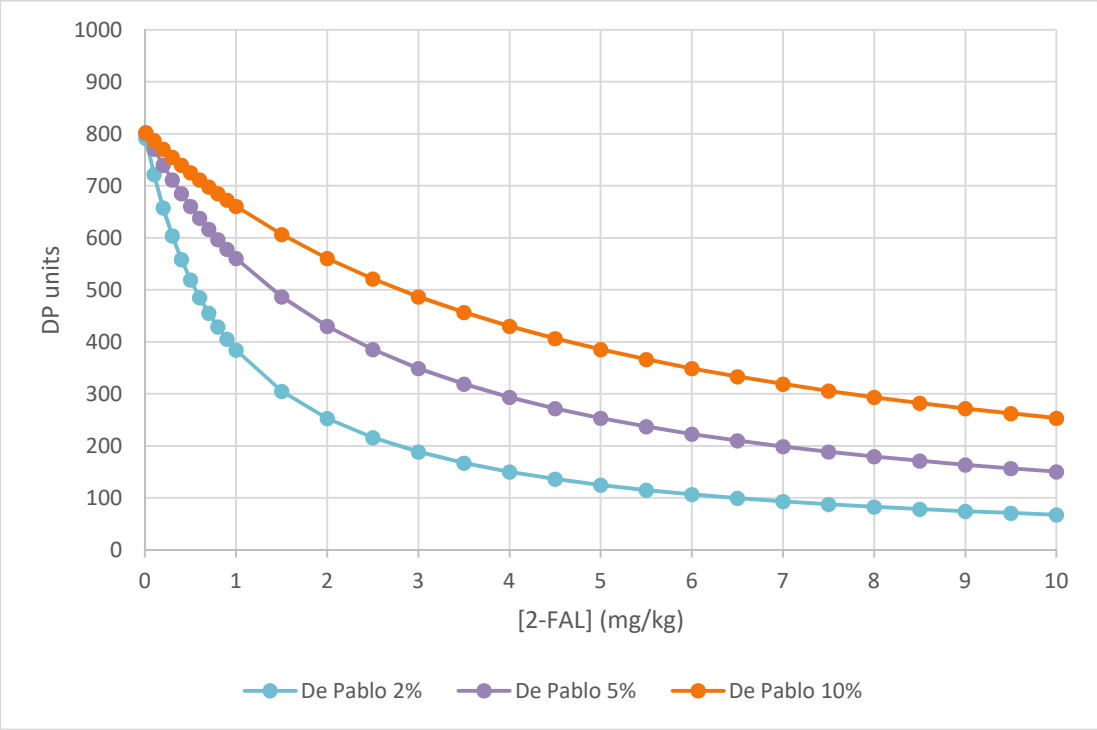


Figure 2. *De Pablo´s model for three levels of paper deterioration (2, 5 and 10%)*

Comparison among these different models is depicted in Figure 3. It can be seen that De Pablo formula at 2% of paper degraded fits perfectly well with Chendong and Stebbins models at the first stages of degradation process. De Pablo formula at 5% of paper degraded fits very well with Chendong and Stebbins near the end of degradation process (degrees of polymerization lower than 300 units). Finally, De Pablo figure at 10% degradation does not fits with the other two models. This suggests that either Sokolov was wrong and the amount of degraded paper is never as high as 10%, or Sokolov was right and Chendong and Stebbins models cannot be accurately applied when there is a lot of paper being degraded.

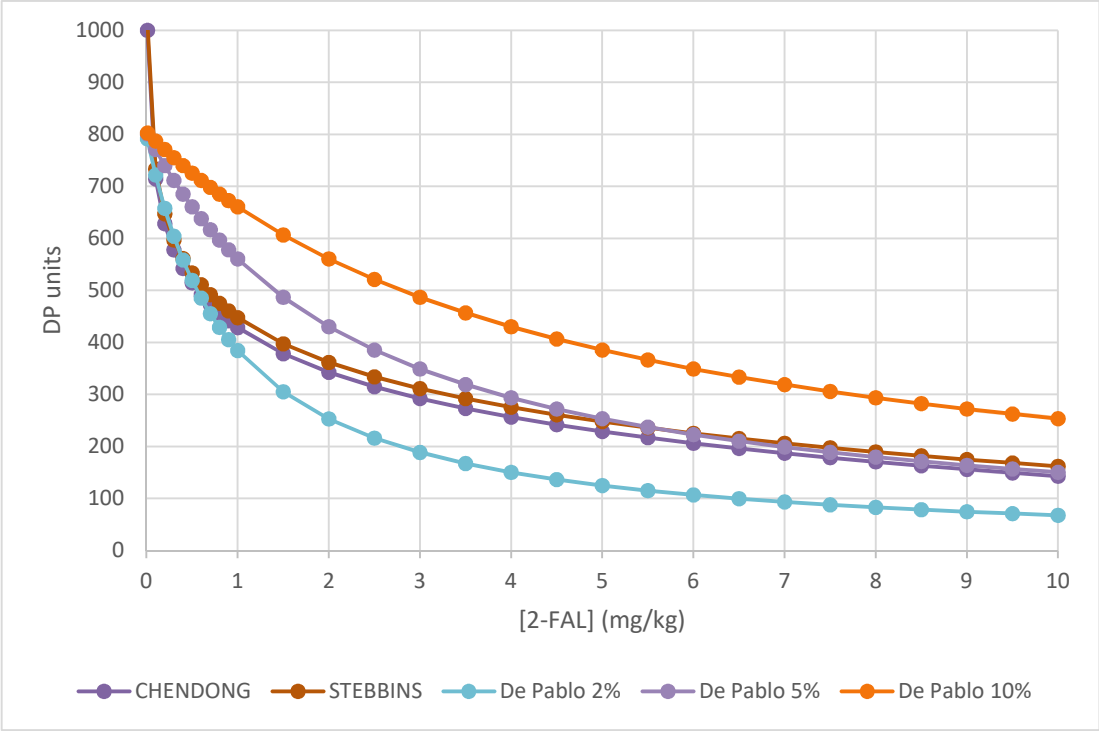


Figure 3. *Comparison of the three degradation models*

Moreover, from Figure 3, it can be seen that, considering an end-of-life of 200 units of DP, for Chendong, Stebbins and De Pablo 5%, the end-of-life of transformers will be reached when furfural content is 6 – 8 mg/kg. This is not supported by experience.

3. Alcohols (methanol and ethanol)

Methanol and ethanol were first proposed as paper ageing indicators in 2007 [19]. In the same way that happened with furfural analysis, these compounds immediately deserved the attention of many researchers worldwide. The use of methanol as chemical marker of paper degradation has several advantages, but also some disadvantages when compared with the use of furfural.

In contrast to furfural analysis that is performed by HPLC[1], methanol and ethanol are analyzed by HSGC/MS[2] or HSGC/FID[3] [19,20]. Both methods are being standardized by ASTM and IEC [21] although, at the time of writing this paper, both standards have not yet been published.

A linear relationship between the number 1,4-β-glycosidic bonds scissions and the amount of methanol (MeOH) generated during laboratory ageing tests has been found, confirming the suitability of the use of this chemical as marker of cellulosic paper degradation [22].

It has been observed that methanol starts to evolve since the very beginning of paper degradation, whilst furfural only appears after ageing has already started. This is because the

[1] High Performance Liquid Chromatography
[2] Head Space Gas Chromatography / Mass Spectrometry
[3] Head Space Gas Chromatography / Flame Ionization Detector

non-linear relationship between furfural and DP. As a linear correlation between MeOH and DP exists, even at early stages, MeOH could be used as chemical marker of paper degradation. Moreover, this study suggests that the formation of MeOH is only caused by the paper degradation, not by oil oxidation [23].

One important drawback of this marker could be that it is temperature dependent. One study shows that temperature will play an important role in the equilibrium of MeOH between the oil and the paper. This means that the amount of methanol dissolved in oil needs to be corrected as a function of temperature, in a similar way as water content is corrected [24].

This dependence has recently been independently confirmed. IEC 60422 proposes a temperature correction for moisture content by the function $f = ae^{-BT_S}$. By applying the same fit function to the data points obtained in the experiment, the equation parameters are [25]:

Table 1. *Equation parameters*

Marker	a	B
H_2O	2.59	0.04
CH_3OH	2.06	0.04
C_2H_5OH	1.65	0.03
2-FAL	1.23	0.01

From the equation parameters of Table 1, it can be seen that methanol behaves in a very similar way as water do, and furfural, though being also dependent, is the one with the least temperature dependence.

Interpretation model for methanol has also been investigated. The formula that best fits the evolution of methanol with de DP of paper, in laboratory experiments, is $DP = 523.77 - 171.83 \times \ln[MeOH]$. This relation is valid when data are limited to the period of increasing MeOH content. In this experiment, the regression coefficient, considering only data of increasing methanol, was 0.91, compared with a regression coefficient of 0,99 for furfural [26]. Because this is another drawback of the use of methanol as chemical marker of paper degradation: It has been observed that below DPs of about 400, methanol formation levels off and its relationship with DP becomes less and less accurate and reliable [7, 25].

4. End-of-life criteria of power transformers

Because there is much more experience with the analysis of furfural, this compound will be used as the criterion for the end-of-life of power transformers. But the conclusions would be identical than if methanol were used in this discussion.

It is generally considered that mineral oil filled power transformers end-of-life could be established when the DP of cellulosic paper reaches a value of about 250 units, because this value corresponds to a reduction of the tensile strength to 50% of its original value. Figure 4 shows how paper loses its strength suddenly at about half its original strength, when its DP drops to about 250 [4].

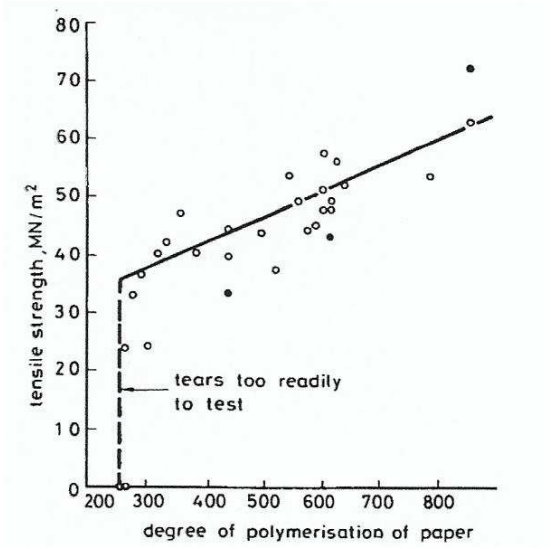


Figure 4. *Tensile strength and DP of papers from model transformers [4]*

However, this is contradictory with real-life observations. In the technical literature there have been published a number of statistical studies on the amount of furfural analyzed in different countries [27]. It has been observed a number of transformers having very high furfural content, including 22 transformers with more than 40 mg/kg of furfural, still operating normally [7]. These studies are motivated by the inaccessibility of the paper from the outside of the transformer, thus statistics is perhaps the best way to address this problem.

In 1993, CIGRE TF 15.01.03 published a statistical survey with 5.005 transformers, and identified 20 transformers where the amount of furfural was higher than 10 mg/kg [28]. In another study. Working with a database of 8.275 transformers, it has been published that for transformers older than 40 years, but still working, the 98% percentile is 26.5 mg/kg of 2-furfural [29].

Using Chendong method in a transformer having a furfural content of 26.5 ppm of furfural gives a DP of 25 units, what is very unrealistic. In this case, De Pablo method for 10% degradation gives a more reasonable value of 120 units. However, it has been observed that the yield of degradation reaction is about 30% only at temperatures between 90ºC and 150ºC. At higher temperatures, reaction yield is higher, up to 83% [30]. Thus, there are two possibilities in these cases of extremely high furfural content: much more paper than expected is getting degraded at any time, or the winding to which the paper is wrapped temperature is much higher than 150ºC,

Case History

Furfural content was analyzed in a 25 MVA, 132/11 kV, ONAN transformer. Results are shown in Tables 2 and 3:

Table 2. *DGA results*

Date	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
22/09/17	37	14	14	17	0	541	7 735
22/12/17*	82	17	16	21	0	941	16 734
24/08/18	70	20	19	22	0	913	21 307

* Sample was taken the 22/12/17, but sent to the laboratory the 18th January and analyzed the 19th January. It is important to note that this laboratory uses glass bottles with plastic caps as sampling device instead of glass syringes.

Table 3. *Furans results*

Date	2FAL	5HMF	2ACF	5MEF	Sampling temperature
22/09/17	7.26	0.14	0	0.11	30ºC
22/12/17	13.91	0.22	0.17	0.28	45ºC
24/08/18	12.42	0.24	0.16	0.33	72ºC

From DGA results it can be seen that this oil has stray gassing activity. Indeed, transformer owner is aware that there is a cooling defect in this unit and has plans to install several fans to assist in the cooling. Also, we cannot be sure that the sampling temperatures reported by the laboratory are correct at all or not.

Applying Chendong and De Pablo models shown above, the furfural result of the 24th of August leads to extremely low DP values:
Chendong: 119 units
De Pablo 2% 55 units
De Pablo 5% 126 units

Only De Pablo 10% gives a more reasonable value of 217 units.

Thus, these results demonstrate that Chendong and Stebbins methods are not valid for heavily aged transformers. It should be remembered that these methods are based exclusively in statistical evaluations of relatively short databases, and do not consider the actual amount of paper which is being degraded at any time.

Estimation of transformer remaining life

Much more important that estimating DP from the value of furfural dissolved in the oil, is estimation of transformer consumed life or transformer remaining life. There is a general agreement in that cellulosic paper thermal degradation follows Arrhenius law and it can be expressed by Emsley´s formula:

$$\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right) = A \times t \times e^{\frac{-E}{R(T+273)}} \quad (2)$$

where
DP_t is DP of paper, estimated from furfural concentration, at any time of ageing
DP_0 is initial DP (1.000 units)
T is conductor in contact to paper temperature, in Celsius

A is ageing factor (depends on insulation type and operating conditions)
t is time, in hours.

Calculation of the term "A" is very complex, but it could be a reasonably accurate simplification based on the transformer residual life:

$$Residual\ life(\%) = \frac{Consumed\ life}{Total\ life} \times 100 \tag{3}$$

Consumed life is:

$$Consumed\ life = \frac{\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \times 24 \times 365} . exp\left(\frac{13350}{T+273}\right) \tag{4}$$

Total life:

$$Total\ life = \frac{\left(\frac{1}{DP_e} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \times 24 \times 365} . exp\left(\frac{13350}{T+273}\right) \tag{5}$$

Thus:

$$Residual\ life(\%) = \frac{\frac{\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \times 24 \times 365} . exp\left(\frac{13350}{T+273}\right)}{\frac{\left(\frac{1}{DP_e} - \frac{1}{DP_0}\right)}{A \times 24 \times 365} . exp\left(\frac{13350}{T+273}\right)} \times 100 = \frac{\left(\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}\right)}{\left(\frac{1}{DP_e} - \frac{1}{DP_0}\right)} \times 100 \tag{6}$$

Where DP_t is estimated DP at any time according to the models; DP_0 is initial DP value and DP_e is DP at the end of transformer life.

This formula is independent of the ageing factor, which is unique to every transformer, but is a transformer characteristic. Ageing factor is not linear all the transformer life, it will depend of the temperature (load) at any time, thus this approach is not error-free, but it may give a reasonably good accuracy in estimating the transformer residual life in terms of the DP of the paper.

Reasons for transformers end-of-life other than high furans content

Despite what has been mentioned so far, there could be many other forms of paper degradation that do not necessarily produce furans and, therefore, cannot be monitored by the reduction of the degree of polymerization.

- **Cupper sulfide deposits**
  In the past, we have shown our skepticism about the so-called potentially corrosive sulphur problem [31], but it is unquestionable that such deposits weaken the insulation system strength. *"Although Cu_2S lowers the PD-initiation level, depositions of copper sulphide on the windings alone are not sufficient to create a short circuit or partial discharge between two turns. For either of these to happen, the insulation has to be further degraded by frequent repetitive transients"* [32].
- **Fast repetitive transients**
  When a transformer is switched into or out of a system, the transient voltage produced at the terminals of the transformer may contain several high frequency oscillatory

components. Depending on the magnitude and duration, these resonance overvoltages may cause damage to the transformer internal insulation structure [33-37]. In some cases, an unambiguous diagnosis could not be achieved, but there were evidences that switching operations were the most likely reasons of the failure [34].

- **Lightning impulses**
  It is known that, in transformer windings, there is a significant reduction of impulse breakdown voltage values as a consequence of the degradation of oil impregnated paper [38]. Moreover, a study of the repeated applications of impulse voltages of different wave shapes ranging from lightning impulse to very fast transient overvoltages has demonstrated that such reduction takes mainly place during the application of the first impulses [39]. In a study of the accumulative effect of repeated lightning impulses, it was observed that the dielectric parameters of oil impregnated paper including relative permittivity, volume conductivity and dielectric loss angle, increase significantly in the lower frequency range [40].

CONCLUSIONS

The general belief that mineral oil filled power transformers end-of-life is determined by the decrease of the degree of polymerization of its paper, needs to be reviewed. With the current knowledge of cellulosic paper degradation models, it is not possible to assure this as there are many examples of transformers with, supposedly, very low DPs.

One possible reason is that current common degradation models, Chendong, Stebbins and others formulas, are not applicable to very aged transformers or those transformers whose cellulose is been degraded in larger extents than usual (i.e., more than 5% of cellulose is degraded).

Methanol and ethanol are promising chemical markers of cellulose degradation but, so far, they do not represent a clear advantage over the use of furfural as there is same problem: few studies and lack of consensus on degradation models.

It is possible to use, irrespective of the use of furfural or methanol, a simplified approach based on Arrhenius law, but this method considers that cellulose ageing is linear during the transformer life. In other words, this method does not consider the variations of load.

It is of the outmost importance to consider that there are many other factors, cupper sulfide deposits, partial discharges, transients, lightning impulses, that also reduce the life of the insulation system but do not necessarily produce furans.

BIBLIOGRAPHY

[1] W.G. Lawson, M. A. Simmons and P. S. Gale, "Thermal ageing of cellulose paper insulation", IEEE Trans. Electr. Insul., EI-12, 61-66 (1977).

[2] IEC TC10-62874 TR Ed.1 - "Guide to the interpretation of carbon dioxide and 2-furfuraldehyde as markers of paper thermal degradation in insulating mineral oil", 2013.

[3] B. Fallou, "Summary of investigations on paper-oil insulation", *Rev.Gen. Elect.*, 79, 8, p.646, Sept 1970.

[4] D.H. Schroff and A. W. Stannett, "A review of paper aging in power transformers", *IEE Proc*., 132, C, 6, Nov 1985.
[5] CIGRE TB 323. "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers". October 2007.
[6] M. Hao, Y. Zhou, G. Chen, G. Wilson, and P. Jarman, "Space charge behaviour in oil and impregnated pressboard combined insulation systems", *ICDL Conf*., Bled, July 2014.
[7] M. Duval, A. de Pablo, I. Atanasova-Hoehlein and M. Grisaru, "Significance and detection of very low degree of polymerization of paper in transformers", IEEE Electr. Insul. Magazine 33(1), 31-38, 2017.
[8] Encyclopaedia Britannica.
[9] P. J. Burton, "A method for detecting the onset of low temperature overheating of paper insulation in oil-filled transformers: An interim report", CEGB June 1982.
[10] P. J. Burton, J. Graham, A.C. Hall, J.A. Laver and A.J. Oliver. "Recent developments by CEGB to improve the prediction and monitoring of transformer performance", CIGRE 1984 Session, Paper 12-09.
[11] IEC 61198:1993, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds.*
[12] ASTM D5837 - 15, *Standard test method for furanic compounds in electrical insulating liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC).*
[13] L. Salgado and A. de Pablo, *About the Interpretation Methods of Furans Analyses*, Euro TechCon 2016, Bristol.
[14] X. Chendong. *Monitoring paper insulation ageing by measuring furfural contents in oil*, Proceedings of the 5th International Symposium on High Voltage Engineering, 193 (1991).
[15] R. D. Stebbins, D. S. Myers and A. B. Shkolnik, *Furanic compounds in dielectric liquid samples: Review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing*, Proc. 7th Int. Conf. on Properties and Applications of Dielectr. Materials, Nagoya 2003.
[16] A. de Pablo, *New guidelines for furans analysis as well as dissolved gas analysis in oil-filled transformers Part 1: Furans analysis.* CIGRE General Session, Paper 15/21/33-19. 1996.
[17] D. F. Arseneau, *Competitive reactions in the thermal decomposition of cellulose*, Can. J. Chem. 49, 632-638 (1971).
[18] V. Sokolov, *State of the art in thermal aging of transformers*. Asia TechCon 2006, Sydney, Australia.
[19] J. Jalbert, R. Gilbert, P. Tétreault, B. Morin and D. Lessard-Déziel, *Identification of a chemical indicator of the rupture of 1,4-β-glycosidic bonds of cellulose in an oil-impregnated insulating paper system,* Cellulose 14(4), 295-309 (2007).
[20] M. C. Bruzzoniti, R. Maina, R. M. De Carlo, C. Sarzanini and V. Tumiatti, *GC methods for the determination of methanol and ethanol in insulating mineral oils as markers of cellulose degradation in power transformers*, Chromatographia 77, 1081-1089 (2014).
[21] ASTM WK 30948. IEC PT63025
[22] E. M. Rodriguez-Celis, J. Jalbert, S. Duchesne, B. Noirhomme, M.-C. Lessard and M. Ryadi, *Chemical markers use for the diagnosis and life estimation of power transformers: a preliminary study of their origins,* 2012 CIGRE Canada Conference, Montreal. Paper CIGRÉ-083.
[23] A. Schaut, S. Autru and S. Eeckhoudt, *Applicability of methanol as early-stage paper degradation marker*, CIGRE SC A2 & D1 Joint Colloquium, Kyoto, 2011. Paper PS1-O-20.
[24] A. Schaut and S. Eeckhoudt, *Identification of early-stage paper degradation by methanol*, CIGRE General Session, 2012, Paper A2-107.

[25] M. Ryadi, M.-C. Lessard and J. Jalbert, P*ower transformers aging diagnostic: methanol from the lab to the field*, TecCon North America 2017.
[26] Y. Bertrand, C Tran-Duy, V Murin, A. Schaut, S. Autru and S. Eeckhoudt, *MV/LV distribution transformers: Research on paper ageing markers*, CIGRE General Session, 2012, Paper D1-103.
[27] CIGRE TB 494. *Furanic compounds for diagnosis.* April 2012.
[28] A. de Pablo, R. Andersson, H. J. Knab, B. Pahlavanpour, M. Randoux, E. Serena and W. Tumiatti, *Furanic compounds analysis as a tool for diagnostic and maintenance of oil-paper insulation systems,* CIGRE Symposium Berlin 1993, Paper 110-09.
[29] D. Urquiza, B. García and J. C. Burgos, *Statistical study on the reference values of furanic compounds in power transformers,* IEEE Electr. Insul. Magazine 31(4), 15-23 (2015).
[30] B. Pahlavanpour, M. A. Martins and A. de Pablo, *Experimental investigation in to the thermal ageing of Kraft paper and mineral insulating oil,* Conf. Rec. 2002 IEEE Intl. Symp. Electr. Insul., Boston.
[31] A. de Pablo, *A critical review of potentially of potentially corrosive sulphur,* Euro TechCon 2014, Stratford-upon-Avon.
[32] J. Hajek, M. Dahlund, L. Pettersson and G. Bennstam, *Quality of oil makes the difference*, ABB Review 3, 61-63 (2004).
[33] IEEE Std C57.142-2010. *IEEE Guide to Describe the Occurrence and Mitigation of Switching Transients Induced by Transformers, Switching Device, and System Interaction*.
[34] R. Asano, A. C. O. Rocha, G. M. Bastos, *Electrical Transient Interaction between Transformers and the Power System*, CIGRE SC A2/D1 Colloquium, Paper PS2-02, Brugge 2007.
[35] A. C. O. Rocha, *Electrical Transient Interaction between Transformers and the Power System,* CIGRE Session, Paper C4-106, 2008.
[36] U. R. R. Massaro, R. Antunes, *Electrical Transient Interaction between Transformers and Power System – Brazilian Experience*, International Conference of Power Systems Transients IPST, Paper ID 78, Kyoto 2009.
[37] A. C. O. Rocha, *Electrical Transient Interaction between Transformers and Power System – Brazilian Experience*, Advanced Research Workshop on Transformers ARWtr, 156-166, Santiago de Compostela (Spain), 2010.
[38] H. Z. Ding, Z. Dwang, P. N. Jarman, *Effect of ageing of the impulse breakdown strength of oil-impregnated pressboard used in power transformers*, IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenomena (CEIDP), 497-500, 2006.
[39] S. P. Balaji, I. P. Merin Sheema, G. Krithika, S. Usa, *Effect of Repeated Impulses on Transformer Insulation*, IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., 18, 2069-2073, 2011.
[40] W. Sima, P. Sun, Q. Yang, T. Yuan, C. Lu, M. Yang, *Study of the Accumulative Effect of Repeated Lightning Impulses on Insulation Characteristics of Transformer Oil Impregnated Paper*, IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 21, 1933-1940, 2014.

WYŁADOWANIA ELEKTRYCZNE W ESTRACH BIODEGRADOWALNYCH W UKŁADZIE Z PRZEGRODĄ IZOLACYJNĄ

ELECTRICAL DISCHARGES IN BIODEGRADABLE ESTERS IN THE SYSTEM WITH INSULATING BARIER

Paweł Rózga, Bartłomiej Pasternak, Marcin Stanek, Artur Klarecki
Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Łódzka

Streszczenie: *Artykuł przedstawia wyniki badań eksperymentalnych dotyczącyh rozwoju wyładowań elektrycznych w estrach biodegradowalnych w układzie elektrod ostrze-kula z przegrodą izolacyjną przy napięciu udarowym piorunowym biegunowości ujemnej. Zaproponowany układ elektrod pozwolił ocenić wpływ zastosowanej bariery preszpanowej na rozwój wyładowań w warunkach odzwierciedlających w pewnym zakresie rzeczywisty układ izolacyjny transformatora. Badania wykonano dla pięciu komercyjnych cieczy dielektrycznych: dwóch estrów syntetycznych, estru naturalnego, estru mieszanego o obniżonej lepkości i oleju mineralnego jako cieczy odniesienia. Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że niezależnie od rodzaju cieczy wytrzymałość elektryczna układu po wprowadzeniu przegrody wzrosła o co najmniej 50%. W przypadku oceny zjawisk przedwyładowczych na podstawie rejestracji światła z użyciem fotopowielaczy nie mozna jednoznacznie wskazać, która z cieczy zachowała się lepiej w warunkach eksperymentu. We wszystkich przypadkach wyładowania rozwijały się jako powolne, a intensywność procesów wyładowczych, porównując te same wartości napięć probierczych, były nieco większe w przypadku badanych estrów.*

Abstract: *This article presents the results of the studies on negative discharge propagation in a point-to-sphere electrode system with pressboard barrier placed between them. The proposed electrode system gave the opportunity to assess the influence of the insulating barrier on discharge development in the conditions close to the actual transformer insulating system. The studies were performed for five commercial dielectric liquids among them two were the synthetic esters, one natural ester and one blended low viscosity ester. The mineral oil as the fifth of the liquids was used as a reference liquid. From the results obtained this may be concluded that independently of the liquids tested the electrical strength of the insulating system considered was increased about 50%. In the case of discharge development assessed using photomultiplier based light registration it is not possible to indicate clearly which of the liquids tested is better in the condition of the experiment. In all cases discharges developed always as slow at all voltage levels applied during the studies. In turn, the intensity of discharge processes comparing the same voltage levels was mostly higher when discharges streamers developed in ester liquids.*

1. Wstęp

Izolacyjne estry biodegradowalne, jako ciecze alternatywne dla oleju mineralnego, są dostępne na rynku transformatorowym już od ponad 30 lat. Zarówno dla estrów syntetycznych jak i naturalnych można znaleźć wiele pozycji literaturowych, które dają szeroką wiedzę na temat ich właściwości dielektrycznych i fizyko-chemicznych. Bez wątpienia estry naturalne i syntetyczne są przyjazne środowisku będąc cieczami biodegradowalnymi o wysokiej temperaturze zapłonu. Jednocześnie charakteryzują się one dobrymi właściwościami dielektrycznymi, spośród których szczególne znaczenie ma stosunkowo wysoka przenikalność dielektryczna estrów, która jest ich zaletą z punktu

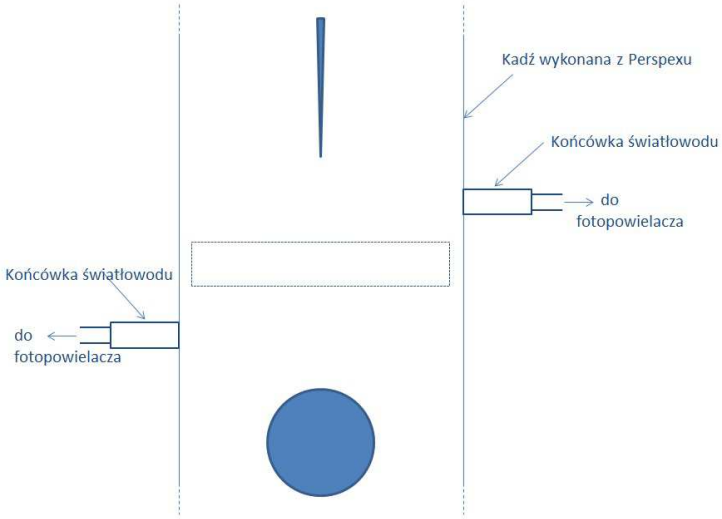
widzenia rozkładu pola elektrycznego w układach papier-ester, gdzie w stosunku do analogicznych układów papier-olej mineralny rozkład pola elektrycznego jest bardziej równomierny (mniejsze różnica między natężeniem pola elektrycznego występującym w estrze a dielektryku stałym). Estry posiadają także identyczne jak olej mineralny przemienne napięcie przebicia mierzone w polu równomiernym. W tym zakresie niewątpliwą zaletą estrów jest większa tolerancja zawartości wilgoci w ich objętości, co przekłada się na fakt, że przeminne napięcie przebicia niemal nie zmienia się aż do ok. 600 ppm zawartości wilgoci w przypadku estrów syntetycznych i ok. 300 ppm w przypadku estrów naturalnych. Z kolei w odniesieniu do współpracy estrów z izolacją stałą ich atutem jest stwierdzone eksperymentalnie spowolnienie procesów starzeniowych papieru zanurzonego w estrach poprzez wyciąganie wilgoci z papieru i tym samym wydłużenie jego czasu życia [1-10].

Jednym z ważnych parametrów rozważanych w zakresie właściwości dielektrycznych cieczy izolacyjnych jest ich udarowe napięcie przebicia. Parametr ten określa zachowanie cieczy przy narażeniu zanormalizowanym udarem napięciowym piorunowym. W Europie parametr ten wyznaczyć można z użyciem normy IEC 897, która do wyznaczenia udarowego napięcia przebicia zaleca zastosowania układu gołych elektrod ostrze-kula o nierównomiernym rozkładzie pola elektrycznego [11]. Podejście normatywne ogranicza jednak możliwe do uzyskania informacje tylko do wartości napięcia przebicia i ewentualnie odchylenia standardowego, a więc nie można z jej użyciem ocenić zjawisk wyładowczych, które poprzedzają przebicie. Znajomość takich zjawisk jest jednak bardzo istotna, gdyż ich intensywność determinuje, w określonych warunkach rzeczywistych, mozliwe zagrożenia dla izolacji stałej transformatora. Ocena zjawisk przedprzebiciowych jest możliwa tylko z wykorzystaniem odpowiednich technik eksperymentalnych, wśród których jako jedną z najbardziej miarodajnych technich traktuje się technikę fotopowielaczowej rejestracji światła emitowanego przez wyładowanie [11-16]. Jest bowiem powszechnie znanym fakt, że intensywność światła emitowanego w fazie przedprzebiciowej w cieczach jest ściśle związana intensywnością procesów jonizacyjnych zachodzących w tej fazie. Rozwijające się wyładowanie emituje impulsowo światło, które odpowiada kolejnym skokowym wydłużeniom kanałów wyładowczych, a światło to może być mierzone przez odpowiedni detektor i następnie w formie przebiegu czasowego przedstawione na oscyloskopie. Wyższa częstotliwość impulsów światła odpowiada częstszym wydłużeniom kanałów wyładowczych, natomiast wyższe wartości szczytowe tych impulsów odpowiadają większej energii samych wyładowań [13-20].

W rzeczywistych układach izolacyjnych transformatorów wolne przerwy olejowe są minimalizowane i praktycznie nie istnieją, stąd normatywny układ elektrod nie oddaje sytuacji, jaka może pojawić się w rzeczywistości. Typowo większe przerwy dzielone są na mniejsze kanały, a stosuje się do tego bariery izolacyjne wykonane najczęściej z preszpanu. Z tego powodu w niniejszej pracy opisano wyniki badań, które dotyczyły własnie układu z barierą jako symulującego w pewnym zakresie układ typu transfromatorowego. W badaniach układ elektrod ostrze-kula, rekomendowany przez normę IEC 897, został zmodyfikowany poprzez umieszczenie w połowie odległości między elektrodami 5 mm płyty preszpanowej, co spowodowało powstanie przerwy olejowej pomiędzy ostrzem a płytą i pomiędzy płytą a uziemiona kulą. W takim układzie metodą fotopowielaczowej rejestracji światła obserwowano rozwój wyładowań w układzie zarówno nad jak i pod przegrodą, a do obserwacji tej wykorzystano dwa niezależnie pracujące fotopowielacze. Pomiary wykonane zostały dla dwóch estrów syntetycznych, estru naturalnego, estru mieszanego o obniżonej lepkości oraz oleju mineralnego jako cieczy odniesienia. Otrzymane wyniki zostały przedstawione w formie porównawczej pokazując podobieństwa i róznice między rozpatrywanymi cieczami w założonych warunkach eksperymentalnych.

2. Metodologia badań

Pomiary wykonane zostały z wykorzystaniem źródła napięciowego w postaci generatora Marxa udarów napięciowych o napięciu znamionowym 500 kV i energii 2.2 kJ. Wytwarzanym przez generator napięciem był udar napięciowy piorunowy biegunowości ujemnej o czasach charakterystycznych 1.2/50 µs. Wartość szczytową udaru mierzono z wykorzystaniem rezystancyjnego dzielnika napięcia i miernika wartości szczytowej przy jednoczesnej rejestracji kształtu fali napięciowej przez oscyloskop cyfrowy. Napięcie doprowadzone było do układu elektrod, który schamatycznie przedstawiono na rysunku 1. Układ ten umieszczony był w kadzi probierczej wykonanej z przezroczystego materiału o nazwie rynkowej Perspex. Objętość kadzi wynosiła 5 litrów.



Rys. 1. *Schematyczna prezentacja układu elektrod z przegrodą wykorzystana w badaniach*

Elektrodę wysokiego napięcia stanowiła igła wolframowa o promieniu krzywizny równej 50 µm. Elektrodą uziemiona była natomiast kula o promieniu 13 mm. Odległość pomiędzy obiema elektrodami wynosiła 25 mm. Tak przygotowany układ był bezpośrednią kopią układu rekomendowanego przez normę IEC 897 do wyznaczania udarowego napięcia przebicia cieczy. Układ ten został jednak dla potrzeb opisywanych w niniejszym referacie badań zmodyfikowany poprzez umieszczenie pomiędzy elektrodą ostrzową a uziemioną izolacyjnej płyty preszpanowej o grubości 5 mm i średnicy 15 mm. Finalnie otrzymano więc 10 mm wolną przerwę olejową pomiędzy ostrzową elektrodą wysokiego napięcia a płytą preszpanową i taka sama przerwę pomiędzy tą płytą a uziemioną kulą. Przed rozpoczęciem pomiarów płyty preszpanowe zstały poddane procedurom suszenia i impregnacji. Procedura ta została przeprowadzona w komorze próżniowej i składała się z następujących etapów:

- 24 godziny suszenia w próżni w temperaturze 105 ºC,
- napełnienie komory daną cieczą i impregnacja w warunkach próżni w temperaturze 80 ºC przez kolejne 24 godziny,
- obniżenie temperatury do temperatury otoczenia i pozostawienie próbek w kąpieli olejowej w warunkach próżni przez 24 godziny.

Jak wspomniano wyżej badania wykonano oceniając rozwój wyładowań elektrycznych w danej cieczy na podstawie rejestracji sygnałów światła emitowanego przez wyładowanie z wykorzystaniem techniki fotopowielaczowej. Dwa identyczne fotopowielacze (Hamamatsu R1925) połączono z kablami światłowodowymi o aktywnej powierzchni transmitującej światło wynoszącej 5 mm. Końcówki kabli umieszczono przy bocznej ścianie kadzi probierczej w taki

spoób, aby przylegały do powierzchni kadzi jak na rysunku 1 i zbierały światło emitowane przez wyładowania rozwijające się odpowiednio nad i pod płyta preszpanową. Tak więc pierwszy fotopowielacz rejestrował światło z przestrzeni pomiędzy elektrodą wysokiego napięcia a barierą izolacyjną zaś drugi światło z przestrzeni pomiędzy barierą izolacyjną a uziemioną kulą. W obu wypadkach sygnały wyjściowe po wzmocnieniu przekazane zostały do oscyloskopu, gdzie w postaci przebiegów czasowych można było je analizować bezpośrednio po wykonaniu pomiaru, a także zapisać w pamięci dyskowej w celu późniejszej szczegółowej analizy.

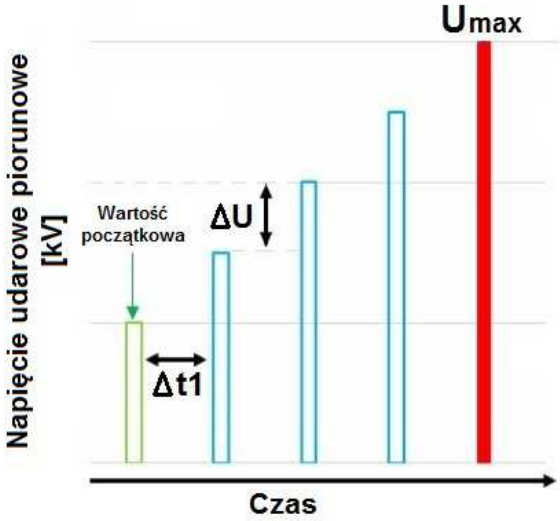
W badaniach uwzględniono pięć komercyjnie dostępnych cieczy izolacyjnych. Dane dotyczące ich podstawowych właściwości fizyko-chemicznych i dielektrycznych zestawione zostały w tabeli 1. Pochodzą one z kart katalogowych ich producentów oraz innych powszechnie dostępnych dokumentów [21-23].

Tabela 1. *Podstawowe parametry rozpatrywanych w badaniach cieczy*

Parametry	**Ester syntetyczny I**	**Ester syntetyczny II**	**Ester naturalny**	**Ester mieszany o obniżonej lepkości**	**Olej mineralny**
Gęstość w 20°C [kg/dm^3]	0.97	0.97	0.92	0.89	0.88
Lepkość w 40°C [mm^2/s]	29	29	32	17	10
Lepkość w 100 °C [mm^2/s]	5.25	5.6	7.7	4.6	2.6
Temperatura zapłonu [°C]	260	265	320	200	191
Temperatura płynięcia [°C]	- 56	- 54	- 23	- 28	- 42
Biodegradowalność	łatwo biodegrado-walny	łatwo biodegrado-walny	łatwo biodegrado-walny	łatwo biodegrado-walny	nie biodegrado-walny
Nasycenie wilgocią w temperaturze otoczenia [ppm]	2700	2700	1100	no data	55
Przemienne napięcie przebicia [kV]	> 75	78	73	70	70
Tan δ w 90 °C i przy 50 Hz	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.04	< 0.002
Przenikalność dielektryczna w 20 °C	3.2	3.2	3.1	2.8	2.2

Aby być pewnym, że rozptrywane ciecze spełniają kryteria określone w odpowiednich normach i ich jakość nie będzie mieć wpływu na wyniki dotyczące badanych właściwości udarowych, dla każdej z cieczy określono jej przemienne napięcie przebicia zgodnie z normą IEC 60156. We wszystkich przypadkach średnia wartość napięcia przebicia cieczy była większa od 60 kV potwierdzając odpowiednie ich własciwości przed rozpoczęciem testów przy napięciu udarowym. Dla badanych cieczy określono także zawartość wilgoci zgodnie z normą IEC 60814. Otrzymane wartości wynosiły odpowiednio: 12 ppm dla oleju mineralnego, 128 ppm dla estru syntetycznego I, 88 ppm dla estru syntetycznego II, 62 ppm dla estru naturalnego i 49 ppm dla estru mieszanego o obniżonej lepkości. Biorąc pod uwagę znany powszechnie fakt wyższego naturalnego nasycenia wilgocią estrów i wyżej wspomniany juz fakt braku wpływu wilgoci na przemienne napięcie przebicia estrów, dane dotyczące ich zawilgocenia także uznano za satysfakcjonujace w odniesieniu do planowanych badań.

Procedura pomiarowa jaka zastosowana została w badaniach pokazana został schematycznie na rysunku 2. Bazowała ona na doświadczeniu wynikającemu z prac wcześniejszych dotyczacych pomiarów udarowego napięcia przebicia cieczy izolacyjnych [15, 16]. Pomiary rozpoczęto od tzw. wartości początkowej, która wynosiła 100 kV. Wartość ta była niższa od oszacowanego w badaniach wcześniejszych dla wszystkich cieczy ujemnego udarowego napięcia przebicia w układzie ostrze-kula [15, 16]. Ponieważ wartość ta oscylowała wokół 125 kV z odchyleniem standardowym 5-7 kV to przyjęta wartość 100 kV dla napięcia poczatkowego wydaje się wartością odpowiednią, dla której wyładowania z pewnością nie doprowadziły by do przebicia. Następnie kolejne udary doprowadzano do badanego układu z krokiem ΔU = 5 kV przy założeniu metodologii z jednym udarem na stopień. Czas pomiędzy kolejnymi skokami wynosił Δt1 = 60 s. Procedura pomiarowa zakończyła się z osiągnięciem wartości napięcia probierczego 180 kV (Umax na rysunku 2). Rozpoczęcie następnej procedury pomiarowej miało miejsce po 20 minutach, podczas których próbka cieczy była mieszana. Liczba wykonanych procedu pomiarowych w każdym przypadku wynosiła 6. W żadnym przypadku nie zaobserwowano przebicia.



Rys. 2. *Procedura pomiarowa: Δt1 – czas pomiędzy kolejnymi krokami napięciowymi, ΔU – założony krok napięciowy, Umax – założona maksymalna wartość napięcia probierczego*

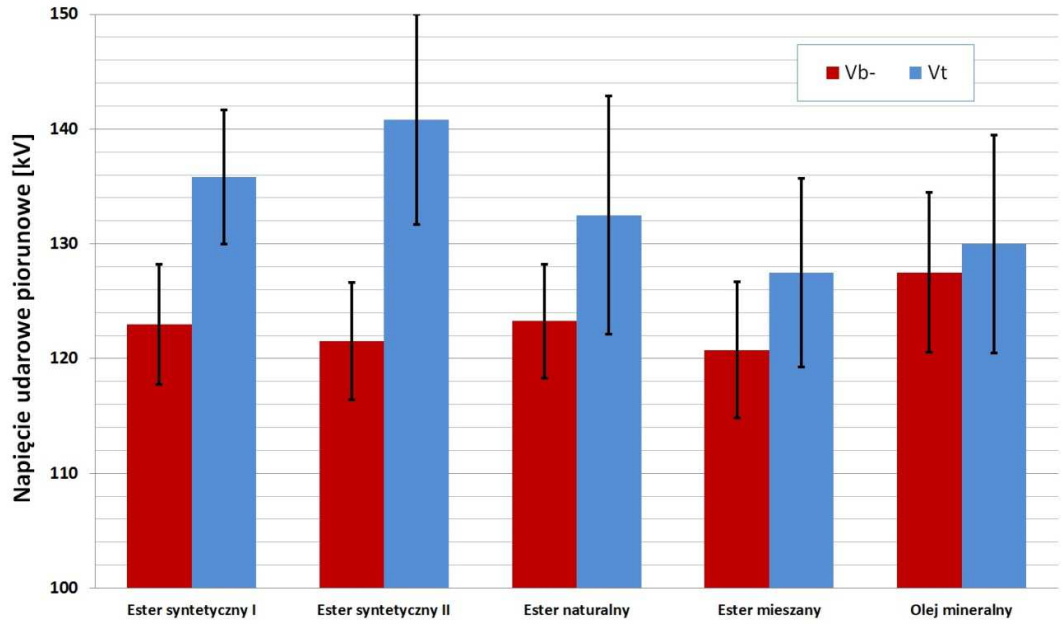
3. Wyniki pomiarów

Jak zaznaczono wyżej analiza wyników polegała na porównaniu otrzymanych przebiegów światła. W pierwszej kolejności oszacowano jednak moment, w którym światło rejestrowane było po raz pierwszy w przestrzeni poniżej przegrody izolacyjnej. Wartość tę oznaczono skrótem V_t jako wartość progową napięcia oznaczającą możliwość rozwoju wyładowań także w przestrzeni pomiędzy barierą izolacyjną a uziemiona kulą. V_t w każdym przypadku obliczono jako średnią wartość z sześciu pomiarów, podając także odchylenie standardowe. Wyniki w tym zakresie zestawiono w tabeli 2. W tabeli przytoczono także wartość ujemnego udarowego napięcia przebicia danej cieczy określoną we wcześniejszych badaniach autorów (V_{b-}) dla układu otrze-kula bez przegrody [15, 16].

Tabela 2. *Charakterystyczne wartości napięć dla wyładowań rozwijających się w układzie ostrze-kula z przegrodą i bez*

Rodzaj cieczy	Parametry				
	V_t [kV] dla układu ostrze-kula z przegrodą		V_{b-} [kV] dla układu ostrze-kula bez przegrody		stosunek V_t / V_{b-}
	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	-----
Ester syntetyczny I	135.83	5.84	123.00	5.23	1.10
Ester syntetyczny II	140.83	9.17	121.50	5.10	1.16
Ester naturalny	132.50	10.37	123.25	4.94	1.07
Ester mieszany o obniżonej lepkości	127.50	8.21	120.75	5.91	1.05
Mineral oil	130.00	9.49	127.50	6.98	1.02

Wyniki z tabeli 2 zostały przedstawione również w formie graficznej na rys. 3.

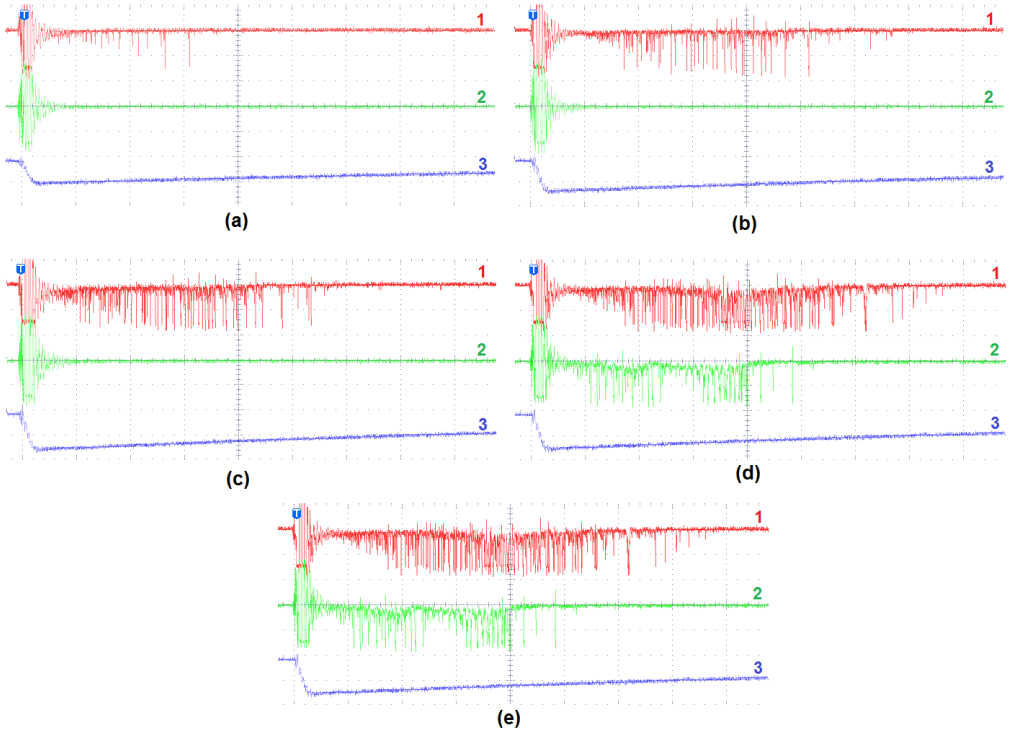


Rys. 3. *Graficzna prezentacja wyników pomiarów z tabeli 2: V_{b-} - ujemne udarowe napięcie przebicia cieczy z wczesniejszych badań, V_t – progowa wartośc napięcia, przy którym sygnał światła pojawił się poniżej przegrody izolacyjnej*

Porównując otrzymane wyniki dotyczące progowego napięcia dla inicjacji wyładowań poniżej przegrody izolacyjnej z wynikami udarowego napięcia przebicia otrzymanego we wcześniejszych badaniach można stwierdzić, że we wszystkich przypadkach wartości V_t są wyższe od odpowiadających im wartości V_{b-} (V_t / V_{b-} przytoczone w tabeli 2 jest zawsze większe od 1). Stąd wniosek w tym zakresie nie jest niespodzianką – bariera izolacyjna chroni przed rozwinięciem się kanału przebiciowego, który z pewnością zostałby zarejestrowany dla wartości równej V_t gdyby przegrody nie było. Rozpatrując natomiast porównawczo testowane ciecze można zaobserwować wyraźne różnice między nimi w zakresie otrzymanych wartości V_t. Najwyższe wartości V_t uzyskane zostały dla przypadku estru syntetycznego II, nastepenie estru syntetycznego I, estru naturalnego, oleju mineralnego i finalnie estru mieszanego. Podobna kolejność ma miejsce w przypadku

zależności V_t / V_{b-} z zamianą miejsc pomiędzy estrem mieszanym a olejem mineralnym. Prosto można więc wywnioskować z otrzymanych wyników, że ciecze o wyższej przenikalności elektrycznej (oba estry syntetyczne i ester naturalny) zachowują się lepiej w warunkach eksperymentu. Wynika to z zaburzenia geometrycznego rozkładu pola elektrycznego poprzez wprowadzenie przegrody – dzięki takiemu zabiegowy natężenie pola elektrycznego w cieczy obniża się, przy czym w przypadku zasotosowania estrów jako izolacji ciekłej, obniża się w nieco większym stopniu niż w przypadku oleju mineralnego. Komentując przedastawione wyniki należy też przypomnieć, że w żadnym przypadku nie zaobserwowano w układzie przebicia. Tak więc poprawa wytrzymałości elektrycznej rozpatrywanego układu izolacyjnego miała miejsce w podobnym zakresie dla każdej cieczy - udarowe napięcie przebicia wzrosło z poziomu ok. 125 kV do co najmniej 180 kV.

Kolejną częścią analizy było porównanie otrzymanych oscylogramów światła, które rejestrowane były na każdym poziomie napięcia probierczego. Zasadniczo, dla wszystkich badanych cieczy sekwencja oscylogramów ze zwiększającym się napięciem była taka, że dla pierwszych kilku poziomów napięciowych sygnał światła w postaci serii dyskretnych impulsów o nanosekundowych czasach narastania, dotyczył tylko przestrzeni pomiędzy ostrzem a płyta izolacyjną. Po osiągnięciu pewnego poziomu napięcia (wzmiankowanego wyżej V_t) impulsy świetlne pojawiły się także na przebiegu dotyczącym przestrzeni pomiędzy płytą izolacyjną a uziemioną kulą. W przypadku obu przebiegów wraz ze wzrostem napięcia probierczego zanotowano wzrost częstotliwości impulsów światła. Sekwencja oscylogramów przedstawiona ze zwiększającym się napięciem probierczym dla wybranej cieczy (ester syntetyczny II) została zaprezentowana na rysunku 4.



Rys. 4. *Zestaw oscylogramów pokazujących rozwój wyładowań w układzie z przegrodą wraz ze zwiększaniem napięcia probierczego dla przypadku estru syntetycznego II: (**a**) V = 100 kV, (**b**) V = 125 kV, (**c**) V = 140 kV, (**d**) V = 145 kV, (**e**) V = 170 kV; 1 – sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło powyżej przegrody [jedn. względne], 2 - sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło poniżej przegrody [jedn. względne], 3 - napięcie [100 kV/dz.], t = 4 µs/dz.*

Impulsy światła tożsame z inicjacją wyładowania elektrycznego poniżej przegrody mogą pojawić się z dwóch powodów:

(1) zaburzenia pola elektrycznego poniżej przegrody, które jest wynikiem rozwoju wyładowania elektrycznego po górnej części przegrody – innymi słowy ładunek przestrzenny od wyładowania rozwijającego się powyżej przegrody wpływa na chwilową wartość natężenia pola elektrycznego poniżej przegrody;

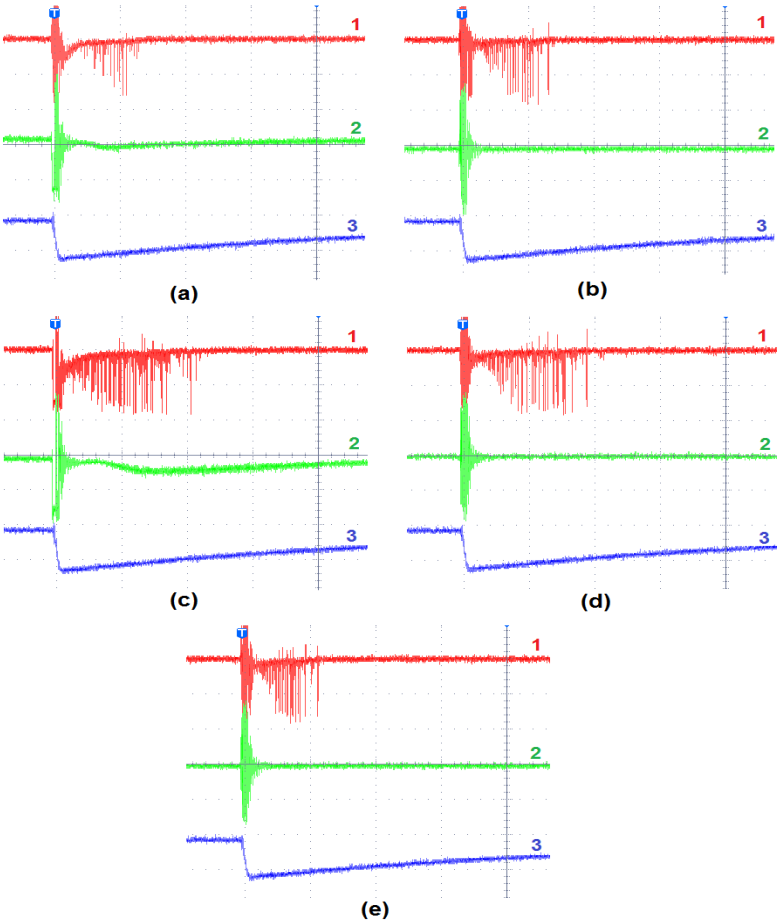
(2) inicjacji wyładowania przy elektrodzie ostrzowej i następnie propagacja w stronę bariery izolacyjnej, po jej powierzchni, a po osiągnięciu krawędzi bariery kontynuacja rozwoju wyładowania poniżej przegrody.

W pierwszym przypadku wyładowania po górnej i dolnej stronie przegrody powinny pojawić się w podobnej chwili czasowej z niewielkim tylko opóźnieniem sygnału odpowiadającemu wyładowaniom poniżej przegrody w stosunku do wyładowanie po jej górnej stronie. Z kolei w przypadku drugim światło powiązane z przestrzenią poniżej przegrody powinno pojawić się w przebiegu czasowym z wyraźnym opóźnieniem w stosunku do sygnału odpowiadającemu wyładowaniom po górnej stronie przegrody.

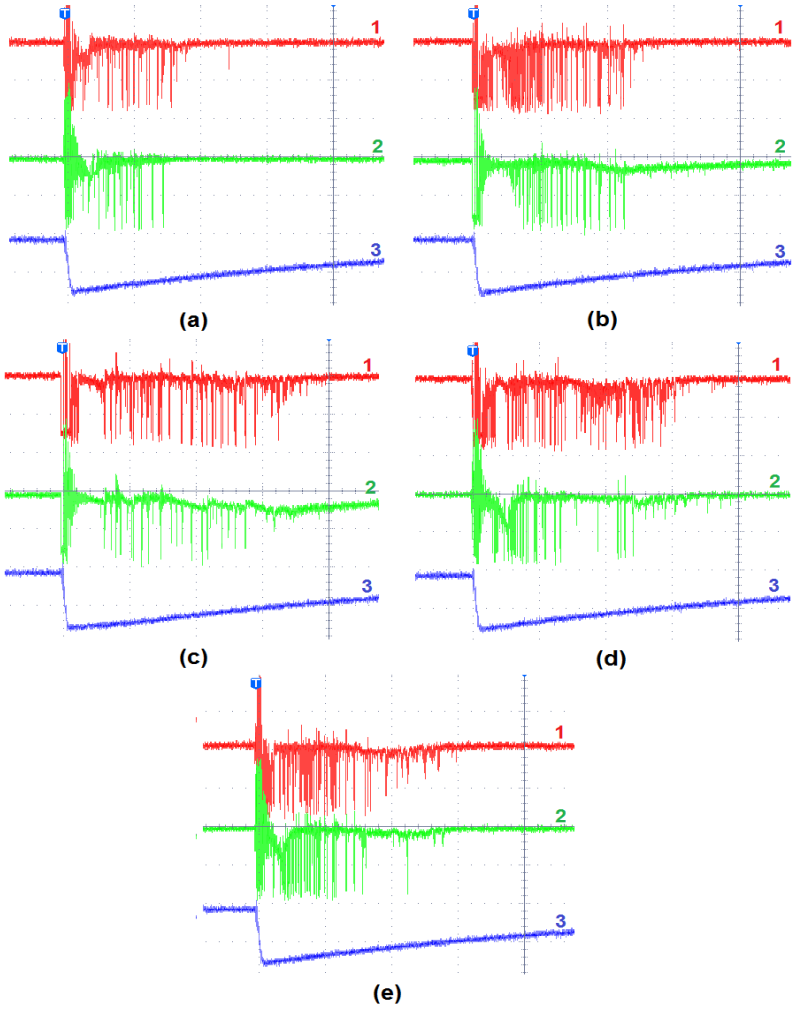
Uwzględniając powyższe i analizując otrzymane oscylogramy założyć należy, że sytuacja opisana w punkcie (1) jest tą, która miała miejsce we wszystkich przypadkach. Tak więc pojawienie się wyładowań po dolnej stronie bariery izolacyjnej wynika z warunków, które pojawiają się w przestrzeni pomiędzy barierą i uziemioną kulą po przekroczeniu danej wartości napięcia probierczego, przy jednoczesnym dostatecznym zasięgu wyładowania rozwijającego się po górnej stronie bariery. Warunki te są wymuszone natężeniem pola elektrycznego pozwalającego na inicjację wyładowań. Przy niższym napięciu probierczym inicjacja wyładowań nie jest możliwa, ponieważ odległość obszaru poniżej bariery w stosunku do elektrody ostrzowej wysokiego napięcia jest spora i pole elektryczne wynikające z geometrii układu elektrod i potencjału elektrody ostrzowej jest zbyt niskie. W takich warunkach nawet ładunek przestrzenny pochodzący od wyładowania powyżej bariery nie zaburza pola po jej dolnej części na tyle, by powstały tam warunki do zainicjowania wyładownia w słabych punktach cieczy izolacyjnej. Dla wyższych wartości napięć probierczych natężenie pola elektrycznego poniżej bariery staje się wyższe i jednoczesnie zostaje dodatkowo zdeformowane ładunkiem przestrzennym od wyładowania rozwijającego się powyżej przegrody, dając możliwość inicjacji wyładowania elektrycznego. Oczywiście zwiększenie napięcia probierczego wzmacnia przedstawione zjawisko, co potwierdzają bardziej intensywne w swej naturze przebiegi światła. Powyższe rozważania w takim samym stopniu dotyczą wszystkich badanych cieczy dielektrycznych.

Ważnym jest jeszcze podkreślenia, że w całym zakresie rozważanych napięć probierczych wyładowania rozwijały się jako powolne, bez charakterystycznego przekształcenia w wyładowania szybkie, co obserwowane jest szczególnie w przypadku cieczy estrowych przy znacznym przekroczeniu wartości napięcia przebicia charakterystycznego dla danej konfiguracji elektrod [17-21, 25].

Ocena porównawcza badanych cieczy w zakresie zarejestrowanych oscylogramów przedstawiona został odpowiednio na rysunkach 5 i 6, które reprezentują przypadki kiedy wyładowania rozwijały się tylko poniżej przegrody izolacyjnej oraz kiedy zaobserwowane zostały po obu jej stronach.



Rys. 5. *Zestaw oscylogramów zarejestrowanych dla przypadku wyładowań rozwijających się tylko poniżej przegrody izolacyjnej, V = 120 kV: (**a**) olej mineralny, (**b**) ester naturalny, (**c**) ester syntetyczny I, (**d**) ester syntetyczny II, (**e**) ester mieszany o obniżonej lepkości; 1 – sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło powyżej przegrody [jedn. względne], 2 - sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło poniżej przegrody [jedn. względne], 3 - napięcie [100 kV/dz.], t = 10 µs/dz.*



Rys. 6. *Zestaw oscylogramów zarejestrowanych dla przypadku wyładowań rozwijających się poniżej i powyżej przegrody izolacyjnej, V = 150 kV: (**a**) olej mineralny, (**b**) ester naturalny, (**c**) ester syntetyczny I, (**d**) ester syntetyczny II, (**e**) ester mieszany o obniżonej lepkości; 1 – sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło powyżej przegrody [jedn. względne], 2 - sygnał z fotopowielacza rejestrującego światło poniżej przegrody [jedn. względne], 3 - napięcie [100 kV/dz.], t = 10 µs/dz.*

W przypadku oscylogramów z rysunku 5 główne spostrzeżenia są tożsame z obserwacjami zanotowanymi podczas badań w układzie ostrze-kula stosowanym do wyznaczania udarowego napięcia przebicia cieczy [15, 16]. Różnica między estrami a olejem mineralnym jest widoczna w częstotliwości rejestrowanych impulsów światła jak i ich wartościach szczytowych. W obu przypadkach lepsze właściwości można przypisać olejowi mineralnemu, dla którego impulsy pojawiają się rzadziej i posiadają niższe wartości szczytowe w niemal całym przedziale czasowym rozwoju wyładowania. Można również jednoznacznie stwierdzić, że dla tego samego poziomu napięcia w przypadku obu estrów syntetycznych wyładowania rozwijają się dłużej niż w przypadku estru naturalnego, estru mieszanego i oleju mineralnego. Zestawiając ze sobą np oscylogramy zarejestrowane dla napięcia 125 kV, jak na rysunku 5, średni czas rozwoju wyładowań w przypadku estrów syntetycznych wynosi około 20 µs, podczas gdy w pozostałych cieczach czas ten wynosi około 12-14 µs. Na tej podstawie można wywnioskować, że warunki do propagacji wyładowań (wydłużenia kanałów wyładowczych), w odniesieniu do rozpatrywanego eksperymentu, są nieco lepsze w przypadku estrów syntetycznych.

Porównując natomiast oscylogramy z rysunku 6 wnioski są w pewnym sensie tożsame z obserwacjami wynikającymi z rysunku 5. Czas rozwoju wyładowań w przypadku oleju mineralnego jest najkrótszy, nieco dłużej wyładowania rozwijają się w estrze naturalnym i estrze mieszanym, a najdłużej, przy tym samym napięciu probierczym, propagują wyładowania w estrach syntetycznych. Oceniając natomiast przebiegi czasowe światła odpowiadające wyładowaniom powyżej i poniżej przegrody można stwierdzić, że istnieje bliska korelacja pomiędzy oboma przebiegami, a więc istnieje bliska korelacja pomiędzy procesami wyładowczymi pod i nad przegrodą izolacyjną. Częstotliwości sygnałów odpowiadających emisji światła nad i pod przegrodą są identyczne, co można powiedzieć także o wartościach szczytowych impulsów światła. Fakt ten w takim samym zakresie jest prawdziwy dla wszystkich badanych cieczy. Zatem sformułować można hipotezę, że natężenie pola elektrycznego powyżej bariery (wynikające głównie z konfiguracji elektrod i wartości przyłożonego napięcia) jest bardzo bliskie, co do wartości, natężeniu pola elektrycznego poniżej bariery. Źródłem takiego stanu rzeczy może być ładunek przestrzenny od wyładowania nad przegrodą zaburzający geometryczne pole elektrycznej po jej dolnej stronie.

Podsumowując, niezależnie od rodzaju cieczy izolacyjnej, bariera preszpanowa efektywnie ogranicza rozwój wyładowań prowadzących do przebicia. Prawdopodobnie wyładowania propagują w obu przestrzeniach, ale nie następuje ich "połączenie" w jedno wyładowanie zwierające przerwę pomiędzy elektrodą wysokiego napięcia i elektrodą uziemioną. Jednocześnie nie jest możliwe, pomimo sprzężenia pojemnościowego pomiędzy wyładowaniem powyżej i poniżej przegrody, aby w układzie doszło do skrośnego przebicia preszpanu z powodu jego wysokiej wytrzymałości elektrycznej. Tak więc co najmniej do wartości szczytowej 180 kV napięcia udarowego piorunowego biegunowości ujemnej przebicie w badanym układzie nie jest możliwe.

5. Wnioski

Na bazie przeprowadzonych badań można sformułować następujące wnioski:

1) Niezależnie od cieczy izolacyjnej użytej w badanym układzie elektrod bariera izolacyjna z preszpanu podobnie poprawia wytrzymałość elektryczną układu zwiększając napięcie przebicia w stosunku do układu bez przegrody o co najmniej 50% (do 180 kV wartości szczytowej napięcia udarowego piorunowego biegunowości ujemnej).
2) Porównując otrzymane wartości stosunku V_t / V_{b-} estry syntetyczne wydają się poprawiać właściwości udarowe badanego układu w największym stopniu. Ponieważ jednak czas rozwoju wyładowań w przypadku estrów syntetycznych był najdłuższy dla wszystkich poziomów napięcia probierczego, można stwierdzić, że w estrach syntetycznych warunki do propagacji wyładowań elektrycznych w tym rodzaju cieczy sa najłatwiejsze. Tak więc nie jest łatwym jednoznaczne wskazanie, która z cieczy zachowywała się lepiej w warunkach eksperymentu.
3) Z zarejestrowanych oscylogramów światła z użyciem dwóch niezależnych fotopowielaczy można stwierdzić, że zaobserwowane zależności sa podobne do tych odpowiadających układowi ostrze-kula bez przegrody izolacyjnej:
   - wyładowania rozwijały się zawsze jako powolne w całym zakresie napięć probierczych rozpatrywanych podczas badań,
   - intensywność procesów wyładowczych, porównując te same poziomy napięć probierczych, była zawsze większa w przypadku estrów.

4) Zasadniczo uzyskane wyniki pokazały, że w rzeczywistych układach izolacyjnych transformatorów energetycznych, gdzie kanały olejowe są dzielone na części z wykorzystaniem przegród wykonanych z dielektryka stałego, użycie estrów jako medium izolacyjnego nie generuje problemów natury wyładowczej innych niż olej mineralny, rozpatrując narażenia udarem napięciowym piorunowym.

Literatura

[1] Perrier, C.; Beroual, A. Experimental investigations on insulating liquids for power transformers: mineral, ester and silicone oils. *IEEE Elect. Insul. Mag.* **2009**, 25, 6-13

[2] Lijao, R.; Hao. J.; Chen, G.; et al. A comparative study of physicochemical, dielectric and thermal properties of pressboard insulation impregnated with natural ester and mineral oil. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2011**, 18, 1626-1637

[3] Lashbrook, M.; Kuhn, M. The use of ester transformer fluids for increased fire safety and reduced costs. Cigre Session, **2012**, Paper A2-210.

[4] Martins, M.A.G; Gomes, A.R. Comparative study of the thermal degradation of synthetic and natural esters and mineral oil: effect of oil type in the thermal degradation of insulating Kraft paper. *IEEE Electr. Insul. Mag.* **2012**, 28, 22-28

[5] Talhi, M.; Fofana, I.; Flazi, S. Comparative study of the electrostatic charging tendency between synthetic ester and mineral oil. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2013**, 20, 1598-1606

[6] Fofana I.: 50 years in the development of insulating liquids. *IEEE Electr. Insul. Mag.* **2013**, 29, 13-25

[7] Bandara, K.; Ekanayake, C.; Saha, T.; Ma, H. Performance of natural ester as a transformer oil in moisture-rich environments. *Energies* **2016**, 9, 258

[8] Beroual, A.; Khaled, U.; Mbolo Noah, P.S.; Sitorus H. Comparative study of breakdown voltage of mineral, synthetic and natural oils and based mineral oil mixtures under AC and DC Voltages, *Energies* **2017**, 10, 511

[9] Arroyo Fernandez, O.H.; Fofana. I.; Jalbert. J.; et al. Aging characterization of electrical insulation papers impregnated with synthetic ester and mineral oil: Correlations between mechanical properties, depolymerization and some chemical markers, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2018**, 25, 217 - 227

[10] Dombek G.; Nadolny Z. Influence of paper type and liquid insulation on heat transfer in transformers. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2018**, 25, 1863-1870

[11] IEC 60897 Methods for the determination of the lightning impulse breakdown voltage of insulating liquids

[12] Liu, Q.; Wang, Z.D.; Perrot F. Impulse breakdown voltages of ester-based transformer oils determined by using different test methods. *IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenom.* **2009**, 608-612

[13] Liu, Q.; Wang, Z.D. Streamer characteristic and breakdown in synthetic and natural ester transformer liquids under standard lightning impulse voltage. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2011**, 18, 285-294

[14] Peppas, G.D.; Charalampakos, V.P.; Pyrgioti, E.C.; Gonos I.F. Electrical and optical measurements investigation of the pre-breakdown processes in natural ester oil under different impulse voltage waveforms. *IET Sci. Measur. Technol*. **2016**, 10, 545-551

[15] Rozga, P.; Stanek, M. Comparative analysis of lightning breakdown voltage of natural ester liquids of different viscosities supported by light emission measurement, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* **2017**, 24, 991-999

[16] Stanek, M.; Rozga, P.; Rapp, K. Comparison of lightning characteristics of selected insulating synthetic esters with mineral oil, *IEEE Intern. Conf. Dielectr. Liquids* **2018**, 1-4
[17] Beroual, A.; Zahn, M.; Badent, A.; et al. Propagation and structure of streamers in liquid dielectrics', *IEEE Electr. Insul. Mag.* **1998**, 14, 6-17
[18] Rozga P. Streamer propagation and breakdown in very small point - insulating plate gap in mineral oil and ester liquids at positive lightning impulse voltage, *Energies*, **2016**, 9(6), 467
[19] Rozga P. Using the light emission measurement in assessment of electrical discharge development in different liquid dielectrics under lightning impulse voltage. *Electric Power Systems Research* **2016**, 140, 321-328
[20] Lesaint O. Prebreakdown phenomena in liquids: propagation modes and basic physical properties. *J. Phys. D: Appl. Phys.* **2016**, 49, 14401-14422
[21] Szewczyk R., Vercesi G. Innovative insulation materials for liquid-immersed transformers, DuPont Webinar presented on 13 March 2015
[22] https://www.cargill.com/bioindustrial/dielectric-fluids, 2018
[23] https://www.midel.com/, 2018

BADANIE WPŁYWU PROCESU SEPARACJI OLEJU MINERALNEGO OD ESTRU SYNTETYCZNEGO METODAMI EWAPORACYJNYMI NA JEGO PODSTAWOWE PARAMETRY ELEKTRYCZNE ORAZ WŁAŚCIWOŚCI SORPCYJNE WZGLĘDEM WODY

THE INFLUENCE OF THE EVAPORATIVE SEPARATION METHOD OF MINERAL OIL FROM SYNTHETIC ESTER ON THE SELECTED PROPERTIES OF TREATED ESTER

Bartosz Orwat, Jakub Szyling, Ireneusz Kownacki
Centrum Zaawansowanych Technologii Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu
Kamil Lewandowski
Politechnika Poznańska, Power Engineering Transformatory
Hubert Morańda
Politechnika Poznańska

1. Wprowadzenie

W krajowej energetyce zdecydowana większość pracujących transformatorów średniej mocy posiada izolację papierowo-olejową. Ostatnimi laty rośnie jednak zainteresowanie alternatywnymi cieczami, mogącymi skutecznie zastąpić olej mineralny. Do takich cieczy zaliczają się estry, zarówno naturalne jak i syntetyczne [1, 2, 3, 4, 5]. Zastąpienie w transformatorze oleju mineralnego estrem najczęściej jest podyktowane chęcią zwiększenia bezpieczeństwa pożarowego oraz względami ekologicznymi.

Z uwagi na bardzo dobre właściwości sorpcyjne estru syntetycznego względem wody oraz dużą zdolność do penetracji materiałów porowatych, jest on niezwykle efektywnym medium suszącym celulozę [6]. Wysoka higroskopijność tego estru wynika z wiązania cząsteczek poprzez oddziaływania wodorowe z atomami tlenu ugrupowań estrowych.

Z badań prowadzonych w Politechnice Poznańskiej wynika, że estry syntetyczne mogą być wykorzystywane do suszenia izolacji celulozowej transformatorów [7]. Z przebadanych estrów najlepiej nadaje się do tego MIDEL 7131, którego chłonność wody jest ok. 35 razy wyższa niż oleju mineralnego [7].

Politechnika Poznańska realizuje, wspólnie z Centrum Zaawansowanych Technologii Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza i firmą Ad Moto Rafał Zawisz, projekt współfinansowany przez NCBR, pt. „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego". Jego efektem ma być zbudowanie kompleksowego systemu suszenia transformatorów energetycznych. Procedura suszenia przewiduje opróżnienie transformatora z oleju mineralnego, napełnienie go suchym estrem, a po osuszeniu izolacji celulozowej usunięcie estru i ponowne zalanie jednostki uzdatnionym olejem mineralnym. Procedura przewiduje również możliwość pozostawienia estru w transformatorze.

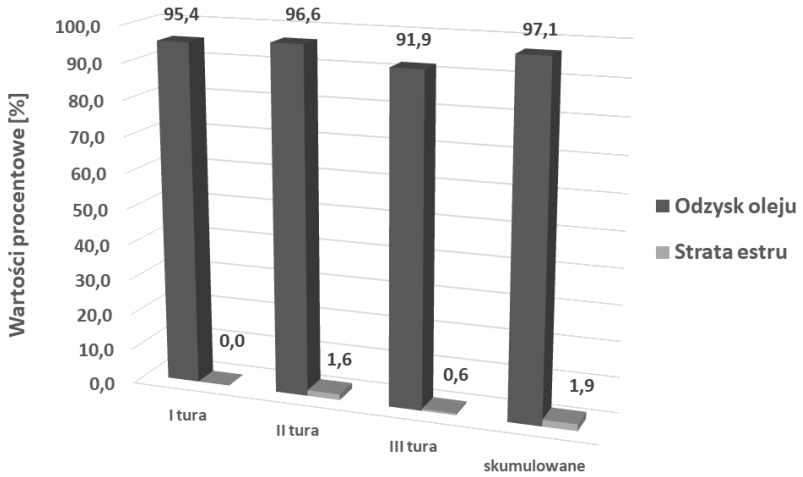
Zdolność do wzajemnego mieszania się oleju mineralnego i estru syntetycznego jest niezwykle korzystna, a wręcz kluczowa z punktu widzenia procesu suszenia izolacji transformatora. Jednakże, fenomen ten ma także pewne negatywne konsekwencje. Wielokrotne powtarzanie procedury suszenia z użyciem tej samej porcji estru prowadzi do zwiększania w nim zawartości składnika

węglowodorowego (oleju). Jest to skutek tego, że z transformatora przygotowywanego do suszenia nie da się usunąć całości oleju. Szacuje się, że pozostaje go, w zależności od sposobu opróżniania transformatora, od 1,0 do nawet 8,2 $\%_{masowo}$ [8]. Rozcieńczanie estru olejem powoduje pogorszenie parametrów sorpcyjnych cieczy względem wody, skutkując obniżeniem efektywności kolejnych cykli suszenia. Z tego względu podjęto działania zmierzające do opracowania i wdrożenia metody pozwalającej na możliwie najdokładniejsze oddzielenie domieszki olejowej, w celu przywrócenia kosztownemu estrowi jego pierwotnej zdolności do pochłaniania wody.

Wśród powszechnie stosowanych sposobów rozdziału mieszanin ciekłych można wymienić: filtrację membranową, wymrażanie, a także destylację frakcyjną/rektyfikację. Dwie pierwsze metody zostały odrzucone, z uwagi na podobieństwo chemiczne oraz zbliżone właściwości-fizykochemiczne oleju i estru, gdyż obie substancje zawierają w swojej strukturze głównie motywy długołańcuchowych alkanów. Z kolei w określaniu przydatności metod ewaporacyjnych, główne kryterium stanowi różnica lotności składników mieszanki. Szczęśliwie okazało się, że olej mineralny oraz ester syntetyczny mają znacząco różne wartości prężności par oraz temperatury wrzenia. Wobec tego, postanowiono zweryfikować możliwość wyprowadzania oleju mineralnego z jego mieszaniny z estrem syntetycznym poprzez destylację. Ponieważ proces ten wymaga wysokiej temperatury konieczne jest sprawdzenie czy nie wpływa to niekorzystnie na podstawowe parametry tak uzdatnionej cieczy.

2. Opis procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego

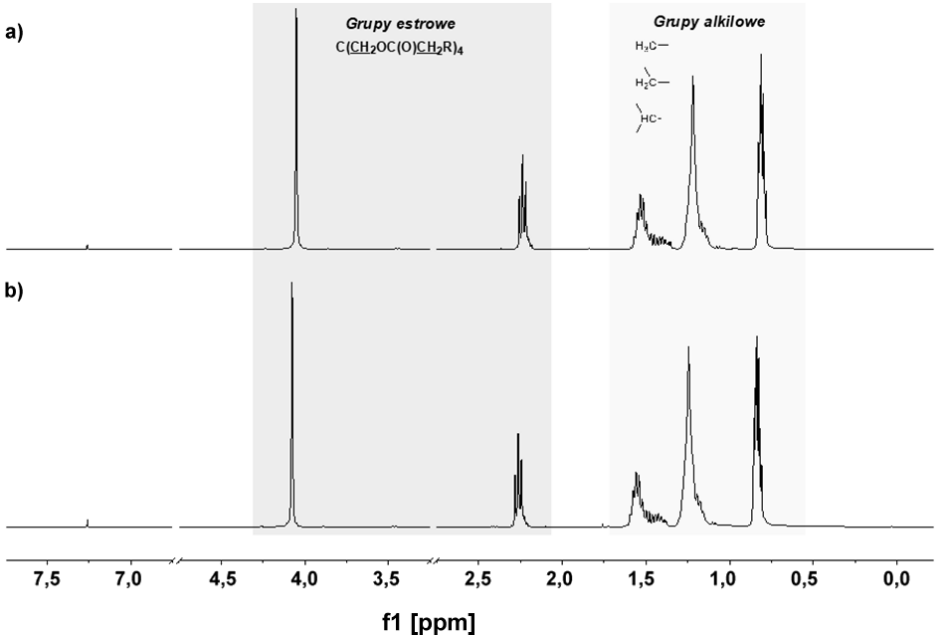
W celu opracowania dogodnych warunków separacji ciekłych składników metodą ewaporacyjną przeprowadzono badania optymalizacyjne procesu rozdziału mieszaniny modelowej, składającej się z 80 % nowego estru MIDEL 7131 oraz 20 % świeżego oleju TRAFO EN, w skali 1,5 kg mieszanki. Dla tej samej skali przeprowadzono także badania wielokrotnego procesu regeneracji tej samej porcji estru syntetycznego oraz weryfikację wpływu historii termicznej na zmiany struktury chemicznej estru. Badania procesu regeneracji estru prowadzono z wykorzystaniem układu destylacyjnego wyposażonego w rektyfikacyjną kolumnę Vigreux o długości 600 mm z próżniowym płaszczem izolacyjnym (adiabatycznym). Zastosowanie tego typu układu umożliwiło bezstratne przeprowadzenie jednokrotnego procesu rektyfikacji estru (rys. 1).



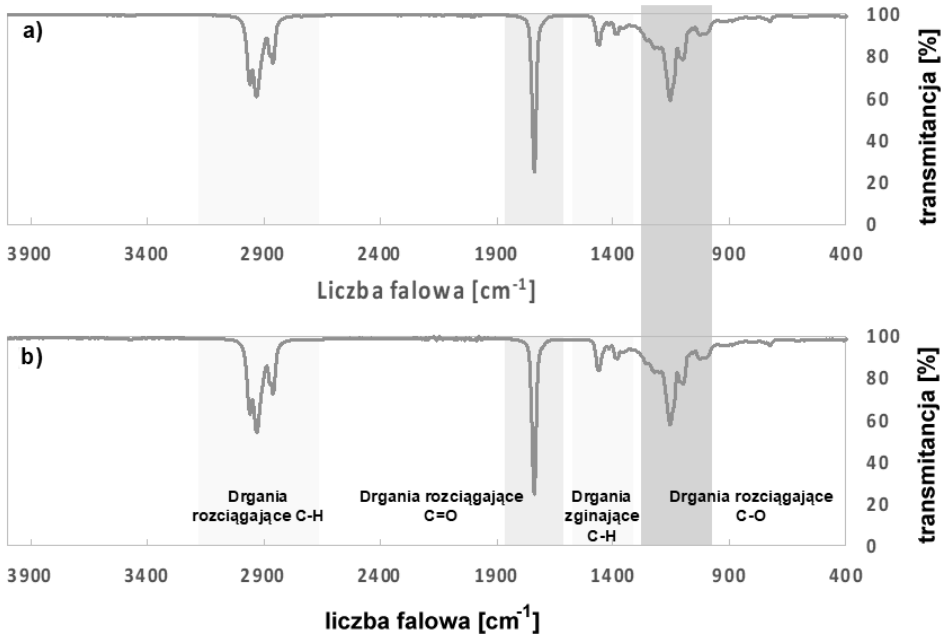
Rys. 1. *Wydajność procesu rozdziału mieszaniny modelowej: 80 % estru syntetycznego MIDEL 7131 i 20 % oleju mineralnego TRAFO EN*

Wydajność oddestylowania oleju w optymalnych warunkach ciśnienia i temperatury przekroczyła 95 %. Z kolei trzykrotna regeneracja tej samej porcji estru, z zachowaniem identycznych parametrów destylacji, pozwoliła usunąć ponad 97 % sumarycznie wprowadzonego do niej oleju, przy czym strata estru była mniejsza niż 2 % (rys. 1).

Porównanie widm spektroskopowych ^{1}H NMR (*Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy)* (rys. 2) oraz FT-IR (*Fourier-Transform Infrared Spectroscopy*) (rys. 3) próbek estru nowego oraz po trzeciej regeneracji wykazało brak oznak degradacji tego estru pod wpływem długotrwałego ogrzewania.



Rys. 2. *Widma ^{1}H NMR estru MIDEL 7131: a) nowego, b) po trzykrotnej regeneracji*



Rys. 3. *Widma FT-IR estru MIDEL 7131: a) nowego, b) po trzykrotnej regeneracji*

W kolejnej fazie prac wyznaczono zawartość wody w estrze nowym i po kolejnych destylacjach. Wykorzystano do tego kulometryczną metodę miareczkowania Karla-Fischera. Badania regenerowanego estru wykazały zawartość wody w estrze na poziomie 13 ppm, z kolei destylat (olej usunięty z mieszaniny) zawierał aż 200 ppm wody. W tym miejscu należy podkreślić, że zawartość wody w nowym estrze wynosiła 50 ppm, a w świeżym oleju mineralnym 20 ppm. Zatem badania zawilgocenia dowiodły, że ewaporacyjnemu procesowi regeneracji estru towarzyszy usuwanie z niego frakcji olejowej oraz wody.

3. Badania podstawowych parametrów estru świeżego i regenerowanego

W celu oceny wpływu procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego na podstawowe właściwości cieczy roboczej przeprowadzono badania na trzech próbkach:
- **A**: nowy, czysty ester syntetyczny MIDEL 7131,
- **B**: ester po jednokrotnym zanieczyszczeniu olejem mineralnym i uzdatnieniu,
- **C**: ester po trzykrotnym zanieczyszczaniu olejem mineralnym i uzdatnianiu.

Próbki przebadano pod kątem wybranych, najbardziej istotnych parametrów z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy transformatora, dodatkowo odnosząc uzyskane wyniki badań do wartości wymaganych względem oleju mineralnego pobieranego z transformatorów II grupy będących w eksploatacji.

3.1. Wygląd

Oględziny pozwalają na wstępną, wizualną ocenę badanych cieczy izolacyjnych. Barwę cieczy ustalono zgodnie ze skalą ASTM [9], a wyniki oględzin zestawiono w tablicy 1.

Tab. 1. *Zestawienie wyników oględzin próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	Barwa	Mętność	Obecność zanieczyszczeń stałych
A	< 0,5	klarowna	brak
B	< 0,5	lekko mętna	brak
C	< 0,5	klarowna	brak

Wszystkie próbki estru spełniały wymagania PN-90/C-96058 [10]. Oględziny nie wykazały znaczących różnic w badanych próbkach. Zaskakujący okazał się fakt, że próbka B po jednokrotnej separacji oleju mineralnego okazała się być nieco bardziej mętna od pozostałych.

3.2. Napięcie przebicia

Wytrzymałość elektryczną próbek mierzono napięciem przemiennym o częstotliwości 50 Hz, wykorzystując do tego typowy aparat ABO. Pomiary te wykonano zgodnie z PN-77/E-04408 [11]. Wyniki pomiarów oraz obliczeń zostały zestawione w tablicy 2.

Z badań wynika, że procedura odseparowania oleju mineralnego od jego mieszaniny z estrem nie obniżyła wartości napięcia przebicia estru, a w przypadku jednokrotnej separacji stwierdzono nawet nieznaczne podwyższenie tego napięcia.

Wszystkie przebadane próbki spełniają wymagania odnośnie do właściwości oleju pobranego z transformatorów II grupy będących w eksploatacji (Up≥45 kV).

Tab. 2. *Zestawienie wyników pomiarów napięcia przebicia próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	U_{p1}	U_{p2}	U_{p3}	U_{p4}	U_{p5}	U_{p6}	$U_{pśr}$	S	V
	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[%]
A	48	47	60	49	46	46	**49,3**	4,89	**9,9**
B	52	55	53	56	57	55	**54,7**	1,70	**3,1**
C	50	46	57	46	51	49	**49,8**	3,72	**7,5**

3.3. Rezystywność skrośna

Badania rezystywności skrośnej zostały wykonane zgodnie z PN-84/E-04409 [12], w układzie trójelektrodowym, na próbkach o temperaturze 50°C. Za wynik mierzonej rezystancji przyjęto wartość uzyskaną po 60 s pomiaru. Rezultaty badań zestawiono w tablicy 3.

Tab. 3. *Zestawienie wyników badania rezystywności próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	R_V	ρ_V
	[GΩ]	[GΩm]
A	6,9	46,8
B	9,9	67,1
C	3,8	25,8

Badania rezystywności próbek wykazały, że proces separacji oleju mineralnego od estru ma pewien wpływ na rezystywność estru. Zaskakująco, jednokrotny proces separacji spowodował zwiększenie rezystywności cieczy, natomiast trzykrotna separacja spowodowała jej niemal dwukrotny spadek. Należy jednak zauważyć, że ester trzykrotne poddany procesowi separacji nadal spełnia wymagania stawiane olejowi mineralnemu pobieranemu z transformatorów grupy II będących w eksploatacji (ρ_V≥5 GΩm).

3.4. Współczynnik strat dielektrycznych

Badania współczynnika strat dielektrycznych tgδ wykonano zgodnie z PN-84/E-04409 [12]. Wykorzystano do tego urządzenie Megger OTD. Temperatura próbek w trakcie badań wynosiła 50°C. W tablicy 4 zestawiono rezultaty tych badań. Wynika z nich, że na wartość współczynnika strat dielektrycznych estru proces regeneracji praktycznie nie ma wpływu. Ponadto, wartość ta jest o cały rząd wielkości mniejsza od wartości wymaganych odnoszących się do oleju pobranego z transformatorów II grupy będących w eksploatacji (tgδ≤0,08).

Tab. 4. *Zestawienie wyników badania współczynnika strat dielektrycznych próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	tgδ
	[-]
A	0,0078
B	0,0074
C	0,0081

3.5. Lepkość kinematyczna

Badania porównawcze lepkości kinematyczej wykonano przy użyciu wiskozymetru Englera [13]. Badanie polegało na pomiarze czasu (w sekundach) wypływu 200 ml badanej cieczy przez otwór w dnie czaszy wiskozymetru i odniesieniu otrzymanej wartości do czasu wypływu wody destylowanej (stałej wiskozymetru). Pomiary wykonano dla temperatury cieczy równej 20°C. Przeliczenia uzyskanych wyników pomiarów na stopnie Englera dokonano zgodnie z równaniem:

$$\eta = \frac{t_d}{t_w},$$

gdzie: η – lepkość kinematyczna, wyrażona w stopniach Englera [°E],
t_d – czas wypływu badanej cieczy z czaszy wiskozymetru,
t_w – stała wiskozymetru (58 s).

W tablicy 5 zestawiono uzyskane wyniki badań, zarówno w °E jak i w jednostkach układu SI.

Tab. 5. *Zestawienie wyników badania lepkości próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	Lepkość kinematyczna η	
	[°E]	[mm²/s]
A	7,91	59,0
B	8,19	61,2
C	7,76	57,9

Badania próbek estru wykazały, że proces ich uzdatniania nie ma większego wpływu na lepkość cieczy, choć należy pamiętać, że jest ona większa od lepkości oleju mineralnego (lepkości oleju pobranego z transformatorów II grupy będących w eksploatacji się nie wyznacza).

3.6. Chłonność wody

Chłonność wody uzdatnionego estru roboczego jest kluczowym parametrem w kontekście jego wielokrotnego wykorzystywania go w procedurze suszenia izolacji transformatorów.

Aby ustalić, czy uzdatnianie estru zmienia jego chłonność wody wszystkie trzy próbki zostały na pięć dni wstawione do komory klimatycznej, w której podlegały one kondycjonowaniu w identycznych warunkach klimatycznych: temperatura 55°C i wilgotność względna powietrza 21 %. Następnie, metodą Karla Fischera, wyznaczono zawilgocenie próbek, a otrzymane wyniki zestawiono w tablicy 6. Wynika z niej, że nawet trzykrotny proces uzdatniania estru niemal w ogóle nie zmienia jego chłonności wody.

Tab. 6. *Zestawienie wyników badania zawilgocenia próbek estru nowego oraz po jedno- i trzykrotnym uzdatnianiu*

Próbka	Zawartość wody
	[ppm]
A	606
B	634
C	600

4. Wnioski

W artykule zbadano wpływ jedno- i trzykrotnego procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego na podstawowe parametry tej cieczy. Przeprowadzone badania wykazały:

- brak istotnego wpływu uzdatniania estru na jego wygląd,
- brak istotnego wpływu uzdatniania estru na jego napięcie przebicia,
- niewielkie pogorszenie rezystywności cieczy trzykrotnie uzdatnianej,
- niewielkie pogorszenie wartości współczynnika strat dielektrycznych estru,
- brak istotnego wpływu uzdatniania estru na jego lepkość,
- brak istotnego wpływu uzdatniania estru na jego chłonność wody.

Ester, zarówno nowy jaki i poddany uzdatnianiu, spełnia wszystkie analizowane wymagania stawiane olejowi transformatorowemu pobieranemu z transformatorów II grupy w eksploatacji.

Na podstawie przeprowadzonych badań można też wysnuć wniosek, że w przypadku wyrażenia przez właściciela transformatora woli wymiany oleju mineralnego na ester syntetyczny można będzie do tego celu wykorzystać uzdatniony ester roboczy, nawet jeśli był on już kilkukrotnie wykorzystany w procedurze uzdatniania. Jednak pewność w tym temacie będzie można uzyskać dopiero po przeprowadzeniu dodatkowych badań.

W przyszłości autorzy planują ocenić wpływ procesu separacji eksploatowanego oleju mineralnego od estru syntetycznego. Takie badania będą lepiej odzwierciedlać sytuację, jakiej należy się spodziewać podczas suszenia transformatorów eksploatowanych przez wiele lat.

Fundusze Europejskie Inteligentny Rozwój | Rzeczpospolita Polska | Unia Europejska Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

Artykuł pt. „Badanie wpływu procesu separacji oleju mineralnego od estru syntetycznego metodami ewaporacyjnymi na jego podstawowe parametry elektryczne oraz właściwości sorpcyjne względem wody" współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ze środków Poddziałania 4.1.2 „Regionalne agendy naukowobadawcze" w ramach projektu POIR.04.01.02-00-0045/17-00 pt. „Mobilny system suszenia izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego".

5. Literatura

[1] Borsi H., Gockenbach E., Properties of ester liquid Midel 7131 as an alternative liquid to mineral oil for transformers, IEEE International Conference on Dielectric Liquids, Portugal, 2005

[2] Liu Q., Wang Z.D., Breakdown and withstand strenghts of ester transformer liquids in a quasi-uniform field under impulse voltages, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 20, No. 2, April 2013, p. 571-579

[3] Binns D. F., Yoon K. T., Comparison between insulating properties of transformer oil and a low-flammability ester Midel 7131, IEEE, vol. 129, no 3, May 1982

[4] Environmentally acceptable transformer fluids: Phase I State-of-the-art review; Phase II Laboratory testing of fluids, EPRI, Palo Alto, CA: 2000, 1000438

[5] CIGRE Brochure nr 436, Experiences in service with new insulating liquid, 2010
[6] Przybylek P., Drying transformer cellulose insulation by means of synthetic ester, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, issue 4, 2017, 2643-2648
[7] Przybyłek P., Morańda H., Mościcka-Grzesiak H., Kownacki I., Zawisz R., Suszenie izolacji transformatorów rozdzielczych z wykorzystaniem medium ciekłego, Przegląd Elektrotechniczny, t. 94, 2018, nr 10/2018, 18-21
[8] Fatyga P., Moranda H., Ocena składu procentowego mieszaniny oleju mineralnego i estru syntetycznego po wymianie oleju na ester w transformatorze energetycznym, materiały Międzynarodowej Konferencji Transformatorowej Transformator '17, Toruń, 09-11.05.2017, 233-242
[9] PN-ISO 2049:2010 Przetwory naftowe – Oznaczanie barwy (skala ASTM)
[10] PN-90/C-96058 Przetwory naftowe. Olej elektroizolacyjny do transformatorów i aparatury łączeniowej
[11] PN-77/E-04408 Materiały elektroizolacyjne ciekłe. Pomiar napięcia przebicia
[12] PN-84/E-04409 Materiały elektroizolacyjne ciekłe. Pomiary współczynnika strat dielektrycznych, przenikalności elektrycznej względnej i rezystywności
[13] PN-81/C-04011 Przetwory naftowe. Oznaczenie lepkości kinematycznej i obliczenie lepkości dynamicznej

PROJEKTOWANIE I TESTY DLA ROZWOJU TRANSFORMATORÓW MOCY 15 MVA, 66 / 11.55 KV WYPEŁNIONYCH NATURALNYM ESTREM

DESIGN AND TEST EXPERIENCES FOR THE DEVELOPMENT OF 15 MVA, 66/11.55 KV POWER TRANSFORMERS FILLED WITH NATURAL ESTER OIL

Digpalsinh Parmar, S. K. Sahu, P. K. Mishra
IMP Powers Ltd

SUMMARY:
In today's growing power systems uninterrupted power supply of electricity plays vital role for every industry as well as all the day to day activities of the society. Due to this requirement, power load is increasing drastically with complex load systems. Hence, in many cases electrical substations are to be overloaded for the accomplishment of required load. It causes high temperature rise inside the power transformers and causes hot-spot temperature beyond its pre-defined boundary. As we know life of the power transformer depends mainly upon the life of insulation and life of insulation directly depends on hot-spot temperature of the power transformer. So, to prevent failure of the power transformer because of rapid ageing of insulation system, it is essential that used fluid (i.e. ester oil) inside tank and paper insulation of winding are able to withstood high temperature compared to conventional mineral oil and kraft paper insulation.
In perspective of this, the main objective of this research article is to present experimental cum comparative studies with Natural Ester filled and thermally upgraded kraft paper based power transformer versus same rated power transformer filled with mineral oil and normal kraft paper. Also, studied effect of power transformer loading beyond name plate rating based upon measured top and bottom oil temperature rises inside tank, winding average rise & hot – spot rise temperatures w.r.t. time is explained.
This research article also provides a comprehensive discussion of the remaining life assessment of the power transformer concerning thermal behaviour of a power transformer when filled with a Natural Ester liquid and Mineral oil.
KEYWORD:
Power Transformer, Mineral Oil (MO), Natural Ester (NE) liquid, Hot-Spot Temperature (HST), Cooling, and Remaining Life Assessment (RLA).

1. INTRODUCTION

In most of the power system equipment mineral oil is used as an insulating medium for more than a century due to its reliable sources and advantages of ideal insulating and cooling properties. But concerning to power transformer overloading beyond its name plate rating as well as environmental impact mineral oil has low biodegradability, toxic contamination and fire hazardous nature because of high flammability with fire point less than 105 ^{o}C. Mineral oil can be replaced with natural ester oil with its excellent properties of biodegradability, nontoxic and suitability due to renewable resources in power transformers. And also, natural ester liquid has a very low flammability with flash point of 330 ^{o}C as it is categorised in "K class" Insulating fluid **[1]**. Hence, use of NE oil in transformer as an insulating medium plays a vital role in reducing negative impacts on the environment with enabling development of transformer with K class insulating medium because of its high flash point. Because of slow

ageing properties of NE it is possible to load transformer continuously up to 1.3 times to rated current as well as schedule loading of 1.5 times higher for some time with acceptable temperature rises inside transformer winding and oil.

Some of the major design consideration and challenges to develop NE filled transformers are discussed in this research paper including comparative studies of thermal and dielectric parameters of same rated transformers of 15 MVA, 66/11.55 kV filled with Mineral Oil and Natural Ester fluid.

2. Design Consideration

At the time of designing a power transformer with NE as an insulating medium designers should account for a numbers of significant differences in the dielectric and thermal properties of both liquid as mentioned in table 1. Special care should be taken while designing as well as manufacturing of transformer, to maintain same or better performance on field.

Table 1. *Typical Electrical Properties of Insulating Medium [1] [3]*

Sr	Properties		Unit	Mineral Oil	NE Oil	Rem
1	Dielectric Breakdown		kV	30 - 35	82 - 97	
2	Relative Permittivity at 25 °C		-	2.2	3.2	
3	Viscosity	at 0 °C	cSt	<76	<143	
		at 40 °C	cSt	9.2	33	
		at 100 °C	cSt	2.3	9.0	
4	Flash Point		°C	145	330	
5	Density at 20 °C		kg/ dm^3	0.88	0.91	
6	Expansion Coefficient		10^{-4}, k^{-1}	7 - 9	5.5 - 5.9	
7	Thermal Conductivity,		W/mk	0.11 - 0.16	0.16 - 0.17	
8	Heat transfer Capacity		cal/g °C	0.488	0.50 - 0.57	
9	Moisture Content		ppm	10 - 25	50 - 100	
10	Pour Point		°C	-30 to -60	-19 to -33	
11	Interfacial Tension		Dynes/cm	40 - 45	25	
12	Breakdown Voltage		kV	60	74	
13	Biodegradability		%	30	97 - 99	

From table 1, it is easy to say main shortcomings of the NE are i) High viscosity (Almost four time higher to mineral oil at 40 ^{o}C), ii) High moisture content and iii) oxidative ageing if interact or exposed to atmospheric air. Hence, due to these three major points designing of power transformer with NE filled oil is critical in terms of dielectric & thermal characteristics. Thermal design is challenging because of high viscosity and density of NE, which causes lesser amount of flowability and create high temperature difference between top and bottom oil **[6]**. Hence, this section of paper presents how the different properties of NE affect transformer performance and discusses guidelines for dielectric and thermal design considerations.

2.1 Dielectric Design

Relative permittivity of NE is almost 1.4 times higher than that of mineral oil as stated in table - 1. Hence, we can say NE oil has 1.4 times higher ability to store electrical energy in AC electric field.

$$D = \varepsilon * E \tag{1}$$

Where, D is Electric field displacement, E is Electric field intensity and ε is relative permittivity. Relative permittivity of any dielectric medium is inversely proportional to stress and directly proportional to insulation breakdown performance. Although, in NE filled transformer electric field stress distribution in solid insulation is higher compared to mineral oil filled transformer, yet it can be compensated as solid insulations have even higher dielectric strength than liquid insulation. In case of stress distribution has inhomogeneous structures, higher voltage stress may be observed at winding end. This may lead to critical parameters, like lightning impulse breakdown or partial discharge (PD) in insulation systems. To avoid this negative impact, IMP Powers Ltd have taken care of below mention points to ensure that peak field strengths in this region are kept within limits for a permissible dielectric stress **[8]**.

- Increase creepage distance for lightning impulse characteristics by 30%.
- Proper vapour phase drying (VPD) to absorb moisture and maintain dissipation factor and polarization index value.
- Semi Hybrid Insulation System **[3]**.

2.1.1 Insulation Resistance (IR) and Polarization Index (PI)

NE liquid has high moisture content compared to mineral oil. This may rise polar contamination (water molecule) in NE oil, and lead to significantly lesser PI value below 1.2 **[4]**. This negative impact of NE oil can be compensated by proper VPD process. Comparative study of IR and PI value for both the transformers are as stated in table - 2.

Table 2. *IR & PI Value comparison*

Test Description	Test Mode	Power Transformer	
		Natural Ester	Mineral Oil
Insulation Resistance (IR)	HV/LV+E (MΩ)	1880	23600
	LV/HV+E (MΩ)	2090	37200
	HV/LV (MΩ)	2900	42300
Polarization Index (PI)	HV/LV+E	2.17	1.92
	LV/HV+E	2.14	1.60
	HV/LV	2.60	1.80

2.1.2 Capacitance and Tan δ

Capacitance and dissipation factor (Tan δ) may be higher due to impurities inside transformer oil (e.g. moisture, conducting particles). As mentioned in sub section 2.1.1 due to high moisture level in NE liquid, presence of aging products and soluble polar contaminants observed there is a significant increase in tan δ **[4]**. Similar to above section this negative impact of NE can be compensated by proper VPD process and dust free assembly. Comparative study of C & Tan δ value for both the transformers are as stated in table - 3.

Table 3. *C & Tan δ value comparison*

Test Description	Test Mode	Power Transformer	
		Natural Ester	Mineral Oil
Capacitance at 10 kV	UST (HV/LV) (pF)	6210.71	4703.91
	GST g (HV/E) (pF)	4350.29	3191.55
	GST g (LV/E) (pF)	9128.42	7562.02
Tan δ at 10 kV (Dissipation Factor)	UST (HV/LV)	0.0022	0.0023
	GST g (HV/E)	0.0032	0.0036
	GST g (LV/E)	0.0027	0.0033

2.2 Thermal Design

As NE has high viscosity, it has lower flow rate compared to Mineral oil. Which cause higher temperature difference between top and bottom oil and lead to high temperature rise in the winding. But as mentioned in table - 1 NE has good thermal conductivity and heat transfer capacity compared to Mineral oil. Which helps to compensate effect of high viscosity and reduce temperature difference to some extent **[2]**.

As 15 MVA, 66/11.55 kV transformer is KNAN cooled transformers and heat transfer and transformer cooling is to be done mainly by natural convection of liquid. To avoid higher temperature and maintain transformer thermal life we have taken care of below points while NE filled transformer manufactured with KNAN cooling system.

- Fluid flow arrangement is improved to enable smooth oil flow from winding and core by changing plain and T-shaped duct size and arrangement.
- Enhanced thermal head height by introducing swan neck design of radiator.
- 25 % more radiator fins are provided.
- Nominal bore diameter of radiator pipe is increased by 20 mm.
- Conventional kraft paper insulation on conductors are replaced with thermally upgraded kraft paper (TUP).

For comparison of oil flow and temperature rises, we have tested same rated transformer one with mineral oil and other with NE with changes made as mentioned above. And results are obtained as described in sub section 2.2.1.

2.2.1 Average top oil temperature rise

In general, the top oil temperature of the NE should rise faster than mineral oil due to its high viscosity. But with the changes made as stated above in NE filled transformer we have observed better result as shown in figure - 1. Also witnessed stability advantage of NE filled transformer, as shown in figure - 1 NE oil is stabilized earlier compare to mineral oil filled transformer temperature. Over loading test of NE filled transformer was done for loading up to 130 % continuous and even for 150 % loading for some time.

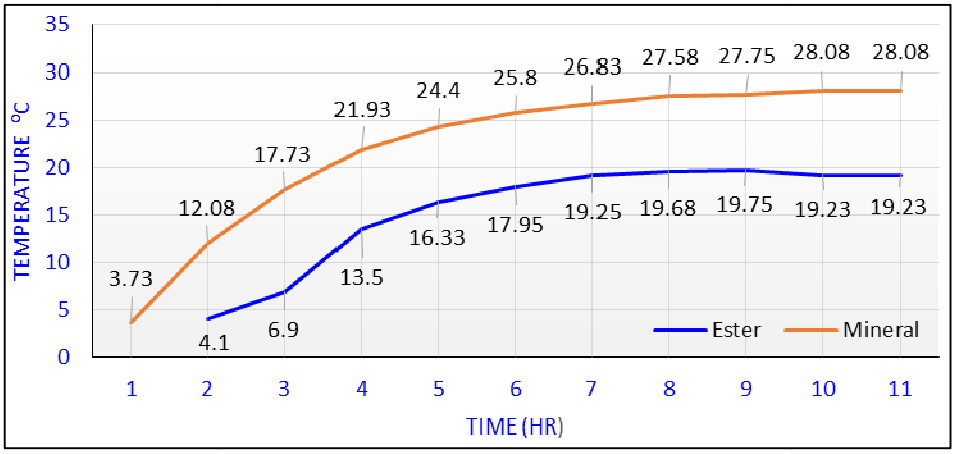


Figure 1. *Average top oil temperature rise comparison*

2.2.2 Average winding temperature

In figure - 2 plotted the graph of temperature indicated by Winding Temperature Indicator (WTI) in Marshalling Box. As seen in graph temperature in winding area is also observed lesser in NE filled transformer compare to mineral filled transformer because of improved fluid flow design.

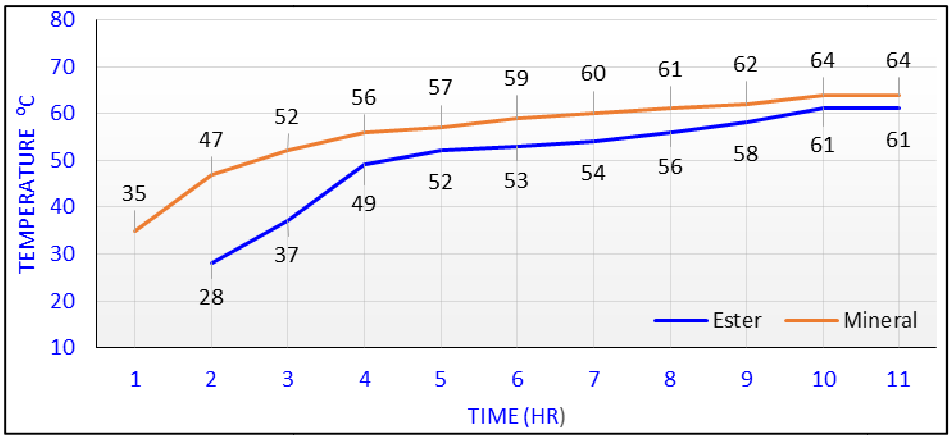


Figure 2. *Winding temperature comparison*

2.2.3 Calculated hot-spot temperature (HST)

From measured top oil and ambient temperature hot-spot temperature inside the transformer tank is calculated with help of equation - 1 and observed within limit as mentioned in table - 2 **[5]**.

$$HST = 1.3*\text{Winding Gradient} + \text{Top oil Temp ride} + \text{Ambient Temp} \quad (2)$$

Table 4. *Hot spot temperature comparison*

Transformer Description	Calculated HST		Remark
	HV Winding	LV Winding	
Mineral oil filled	71.424 °C	87.947 °C	
Natural Ester filled	59.774 °C	73.593 °C	

So, the negative impact of high temperature rise in NE filled transformers can be compensated by incorporating thermal design changes as mentioned in section 2.2 **[6]**.

3. Manufacturing Challenges

- To fill NE in transformer tank, high rated oil duty pumps are required.
- NE to be filled at higher temperature may be at 70°C. (Preferably dedicated filler machine is required.)
- Moisture impregnation time with NE should be more almost double that mineral oil.
- Oil settling time before testing is comparatively longer.
- Winding dissipation factor is comparatively higher than achieved with mineral oil filled transformer.

4. Remaining Life Assessment

Ageing or deterioration of insulation is a time function of temperature and also dependent upon moisture, oxygen and acid content. Since the temperature distribution is not uniform, the part that is operating at the highest temperature will normally undergo the greatest deterioration. Hence, the rate of ageing is referred to the winding hot-spot temperature (θ_H).

The relative ageing rate for conventional kraft paper can be calculated by equation - 2 **[7]**.

$$V = 2^{(\theta_H - 98)/6} \tag{3}$$

The relative ageing rate (V) for thermally upgraded kraft paper can be calculated by equation – 3 **[7]**.

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_H+273}\right)} \tag{4}$$

Table 5. *Relative aging rate comparison*

Transformer Description	Relative ageing rate			Remark
	HV Winding	LV Winding	At 98^o C HST	
Mineral oil filled	0.046	0.313	**1.0**	
Natural Ester filled	0.003	0.016	**0.282**	

As measured hot spot temperature is low in NE filled transformer compared to mineral oil filled transformer relative ageing rate is also low in NE filled transformer. And even with same hot spot temperature relative ageing rate of semi hybrid NE filled transformer is less as stated in table - 5 **[7]**.

5. Conclusions

Natural ester has its own pros and cons compared to mineral oil, i.e. high viscosity, high moisture content and even high prices but at the same time NE gives high biodegradability up to 97- 99% with higher flash point of 330 ^{o}C. This enable us to manufacture "K Class" GREEN transformers.

As dielectric design consideration semi hybrid insulation system **[3]** to be used to withstand high temperature with better electric strength and reduced ageing. Proper moisture removal to be done during VPD process, to maintain better dielectric dissipation factor (Tan δ) and polarization index of insulation system.

Generally high temperature rise and higher hot spot temperature is observed in NE filled transformer due to high viscosity of NE. But by improving thermal design as proposed and taking advantage of better heat transfer capacity and thermal conductivity this negative impact can be compensated.

Proper handling of active part assembly is to be done during manufacturing process to avoid exposure and contact with atmosphere to minimize oxidative ageing influence on NE.

BIBLIOGRAPHY

[1] Dhorali Gnanasekaran and Venkata Prasad Chavidi, "Vegetable Oil based Bio-lubricants and Transformer Fluids", Springer, 2018, Materials Forming, Machining and Tribology.

[2] J. Hajek, J. Kranenborg, P. Sundqvist, R. Jonsson, T. Skytt, B. Samuelsson, R. Asano JR, G. K. Frimpong, R. Girgis, "Considerations for the Design, Manufacture, and Retro – filling of Power Transformers with High Fire Point, Biodegradable Ester Fluids", CIGRE Paris Session, 2012, A2.203.

[3] "Liquid immersed power transformer using high temperature insulation materials", Edition 1.0, 2013-09, IEC 60076, Part - 14.

[4] S.V. Kulkarni and S.A. Khaparde, "Transformer Engineering Design, Technology, and Diagnostics", CRC Press, 2013, Second Edition.

[5] "Temperature rise for liquid-immersed transformers", Edition 3.0, 2011-02, IEC 60076, Part – 2.

[6] R. Girgis, M. Bernesjö and G. K. Frimpong, "Detailed performance of a 50 MVA transformer filled with a natural ester fluid versus mineral oil", CIGRE Paris Session, 2010, A2.107.

[7] "Loading guide for oil-immersed power transformers", Edition 1.0, 2005-12, IEC60076, Part - 7.

[8] R. Frotscher, D. Vuković, M. Jovalekic, J. Harthun, M. Schäfer and C. Perrier, "Behaviour of Ester Liquids under Dielectric and Thermal Stress - From Laboratory Testing to Practical Use", CIGRE Paris Session, 2012, D1.105.

MOŻLIWOŚCI DIAGNOSTYKI WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH POPRZEZ POMIAR ICH PROMIENIOWANIA ULTRAFIOLETOWEGO

POSSIBILITY OF DIAGNOSTICS OF PARTIAL DISCHARGES BY MEASURING THEIR ULTRAVIOLET RADIATION

Jerzy Skubis, Michał Kozioł
Politechnika Opolska

W artykule zaprezentowano możliwość diagnostyki a w szczególności wykrywania lokalnych źródeł formowania się i generacji wyładowań niezupełnych przy użyciu kamery UV. Przeprowadzone i opisane pomiary mają charakter badań podstawowych, które przeprowadzono w warunkach laboratoryjnych dla różnych układów elektrod ostrzowych. Podjęta tematyka badawcza ma na celu ujednolicenie sposobu interpretacji danych pomiarowych uzyskiwanych z pomiarów kamerą UV.

1. Wprowadzenie

Możliwość monitorowania występowania wyładowań niezupełnych (WNZ) bez konieczności ingerencji w pracę urządzenia (on-line) ma ogromne znaczenie dla urządzeń elektroenergetycznych pracujących pod wysokim napięciem. Szczególne ważnym aspektem jest ocena stanu technicznego układów izolacyjnych takich urządzeń. Skuteczny pomiar, analiza i wykrywanie odpowiednich zjawisk towarzyszących powstawaniu wyładowań niezupełnych mogą w konsekwencji umożliwić rozpoznanie odpowiednio wcześnie potencjalnych źródeł ich wystąpienia [1][2][3].

Coraz częściej w diagnostyce wysokonapięciowej stosowane są kamery UV określane również jako kamery wyładowań koronowych [4]–[8]. Umożliwiają one wykrywanie lokalnych źródeł wyładowań niezupełnych na elementach i urządzeniach wysokonapięciowych w trakcie ich pracy. Urządzenia tego typu oprócz wykrycia potencjalnych źródeł formowania się i generacji wyładowań niezupełnych umożliwiają również wskazanie wartości ilościowej występowania wyładowań. Niestety na tym najczęściej ich możliwości się kończą. Natomiast to osoba wykonująca pomiar decyduje o interpretacji uzyskanych wartości. Brak jest natomiast dostępnych norm i wytycznych do ilościowej interpretacji uzyskanych rezultatów.

Zaprezentowane w niniejszym artykule rezultaty z przeprowadzonych pomiarów mają charakter badań podstawowych i stanowią początkowy etap prac badawczych, których celem jest zaproponowanie sposobu interpretacji rejestrowanych za pomocą kamery UV wartości ilościowych występowania WNZ.

2. Metodologia prowadzenia badań

W ramach zaplanowanych prac badawczych przeprowadzono wielowariantowe badania układów elektrod typu ostrze-ostrze przy napięciu przemiennym oraz niejednostajnym polu

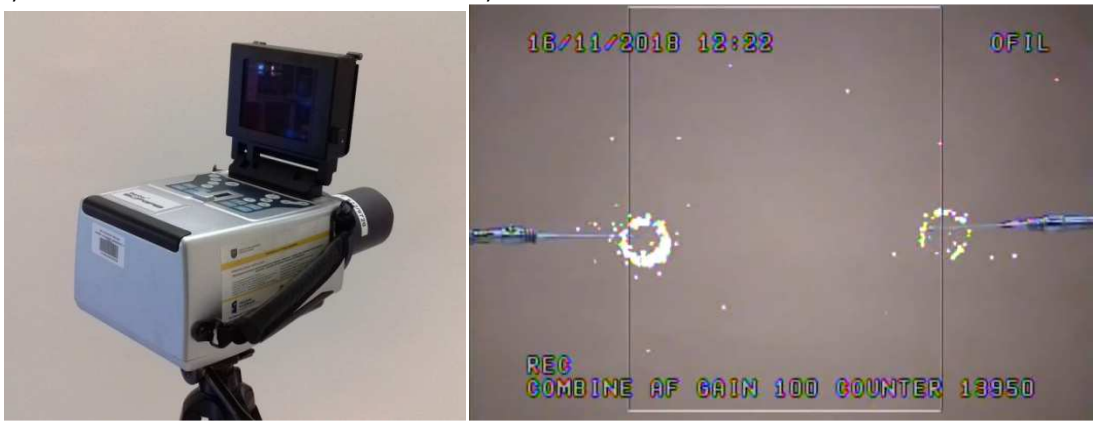
elektrycznym [9]. Zastosowano elektrody ostrzowe o średnicach: 0,23 mm, 0,40 mm, 0,50 mm, 0,75 mm, 1,00 mm. Pomiary przeprowadzone zostały w warunkach laboratoryjnych dla identycznych warunków metrologicznych. Dla wszystkich badanych układów odległość między elektrodami była stała i wynosiła 80,00 mm.

2.1. Charakterystyka stanowiska badawczego

Badane elektrody zasilane były z typowego układu probierczego, który umożliwiał regulację napięcia zasilania stanowiska w zakresie 0 - 110 kV. Układ probierczy składał się z pulpitu sterującego, jednofazowego transformatora typu TP110 z przekładnią 220 V/110000 V oraz układu do pomiaru napięcia po stronie wtórnej transformatora probierczego.

Do pomiaru wyładowań niezupełnych w zakresie promieniowania ultrafioletowego wykorzystano kamerę UV (Rys. 1a). Pomiar polegał na zliczaniu impulsów a dokładnie fotonów, emitowanych przez formujące się lub występujące wyładowania niezupełne w przedziale długości fali elektromagnetycznej od 250 nm do 280 nm. Ilość zarejestrowanych wyładowań jest przedstawiana graficznie, poprzez nałożenie obrazu zarejestrowanego w zakresie UV na obraz rzeczywisty. Dodatkowo wartość liczbowa jest uśredniana i wyświetlana na tle obrazu rzeczywistego. Na rys. 1b zaprezentowano przykładowe uzyskane podczas pomiarów obrazy wyładowań niezupełnych.

a) b)



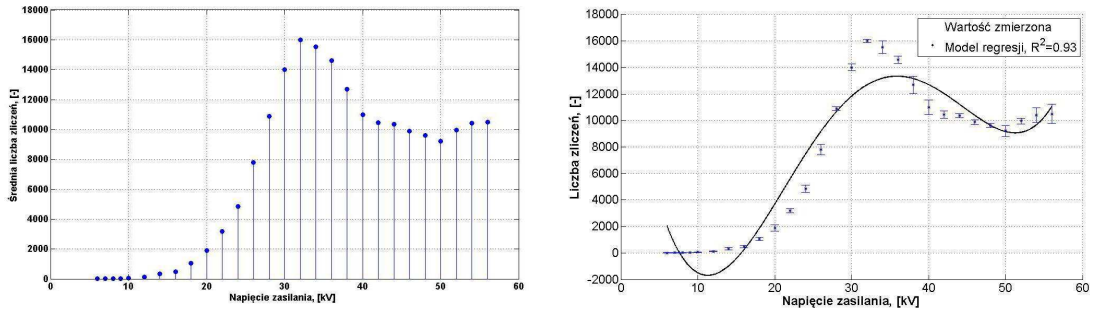
Rys. 1. *a) Kamera UV, b) przykładowy obraz zarejestrowany przez kamerę UV*

3. Wyniki pomiarów

3.1. Wyniki pomiarów w funkcji napięcia zasilania

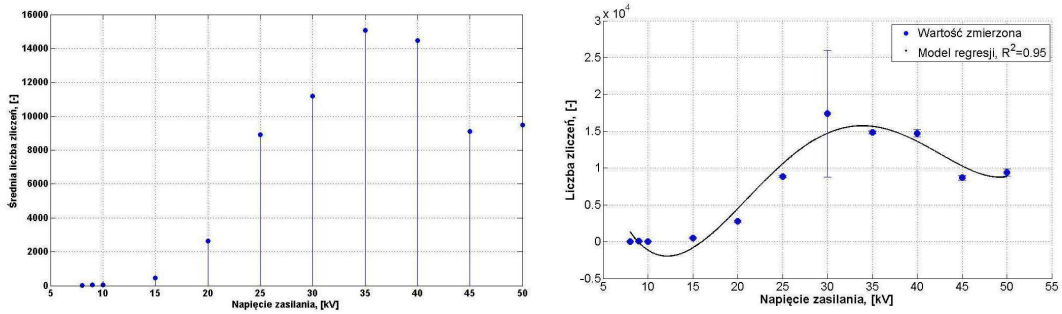
Na rys 2-6 zaprezentowano przykładowe charakterystyki przedstawiające średni rozkład ilości zliczeń WNZ w odniesieniu do napięcia zasilania badanego układu elektrod. Odległość między elektrodami wynosiła 8,00 cm i była stała dla wszystkich badanych układów. Kamera UV była oddalona od układów o 160,00 cm

a) b)



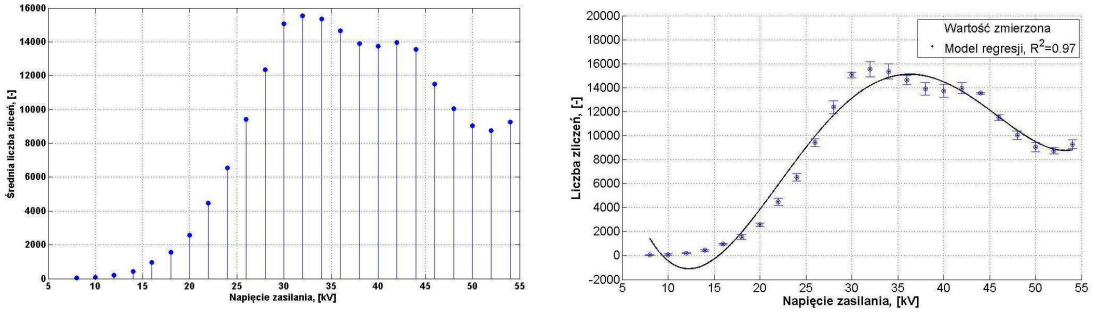
Rys. 2. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,23 mm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

a) b)



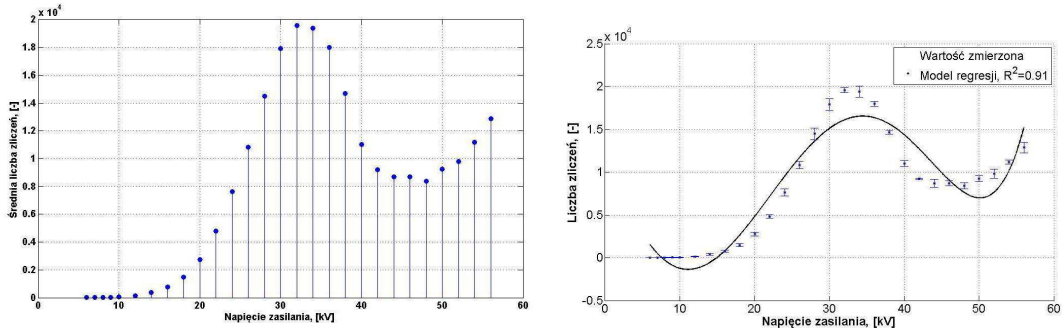
Rys. 3. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,40 mm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

a) b)



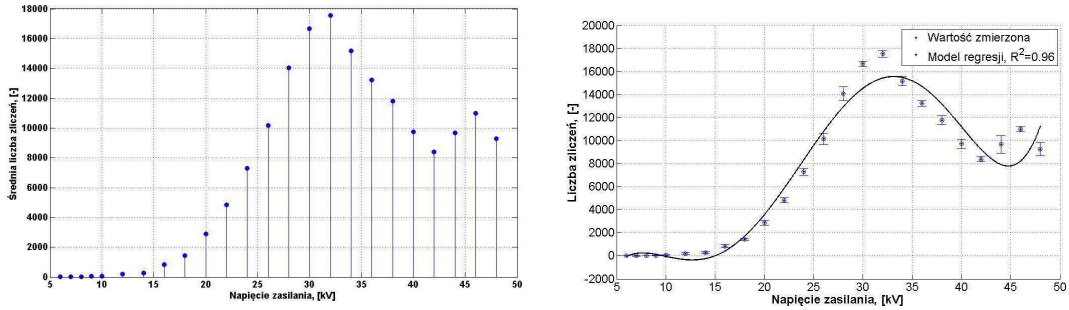
Rys. 4. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,50 mm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

a) b)

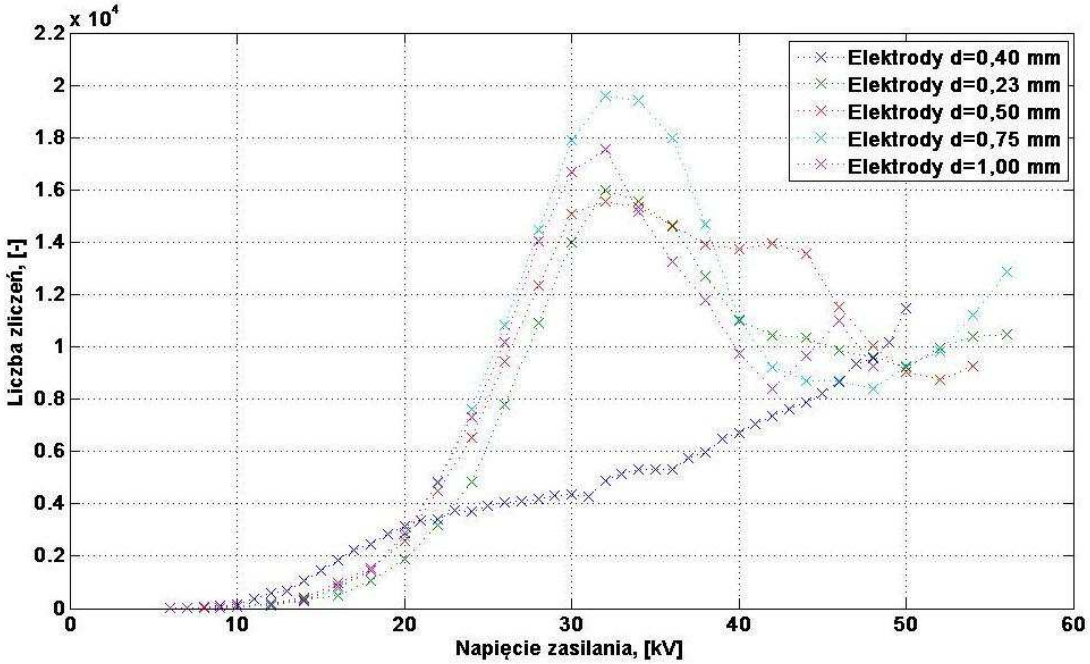


Rys. 5. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,75 mm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

a) b)



Rys. 6. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 1,00 mm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

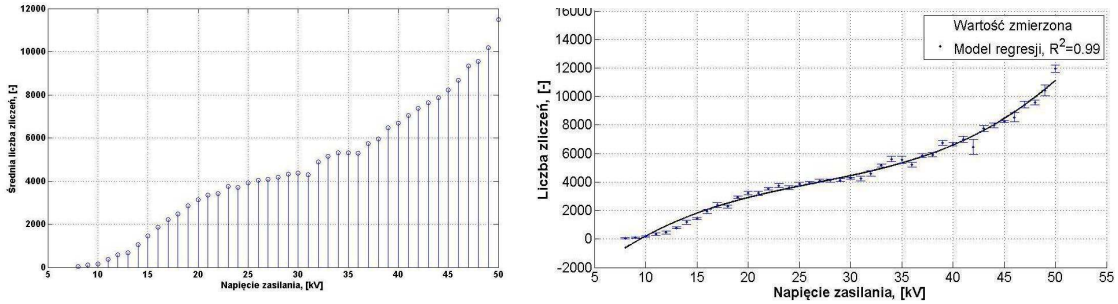


Rys. 7. *Charakterystyki porównawcze dla badanych układów elektrod*

3.2. Wyniki pomiarów uzyskane dla różnych odległości kamery UV od źródła

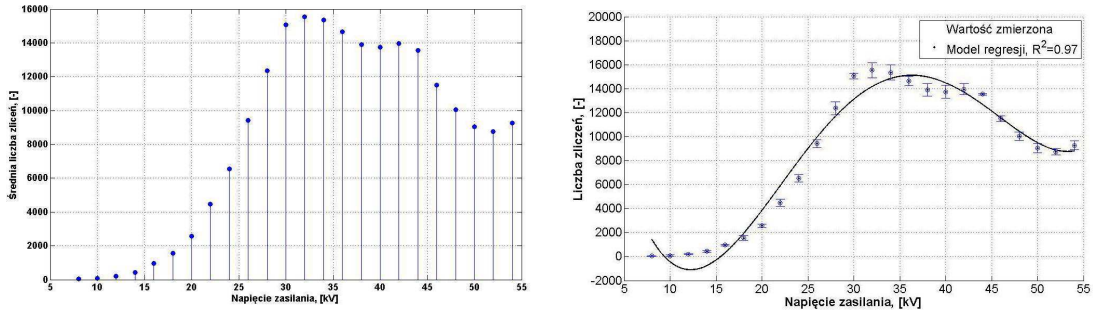
W celu weryfikacji wpływu odległości kamery UV od badanego układu na wyniki rejestracji przeprowadzono kontrolne serie pomiarowe. Przyjęto dwie różne odległości usytuowania kamery od układów badanych: 260 cm i 160 cm. Pomiary przeprowadzono w identycznych warunkach metrologicznych dla tego samego układu elektrod typu ostrze-ostrze o średnicach ostrzy 0,50 mm.

a) b)



Rys. 8. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,50 mm – odległość kamery UV od układu wynosiła 260 cm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

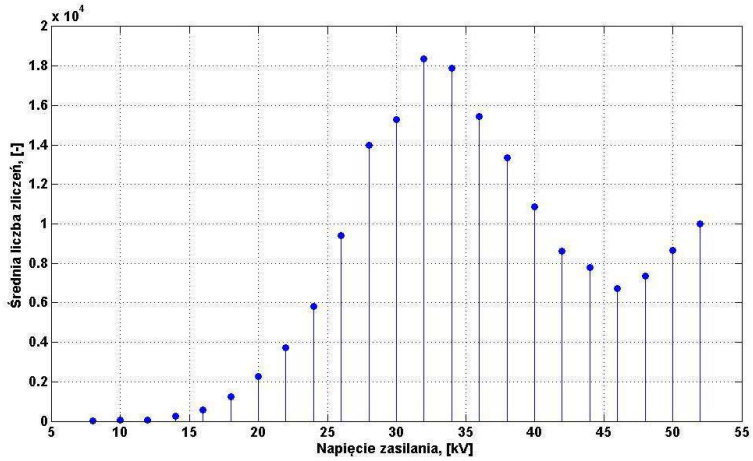
a) b)



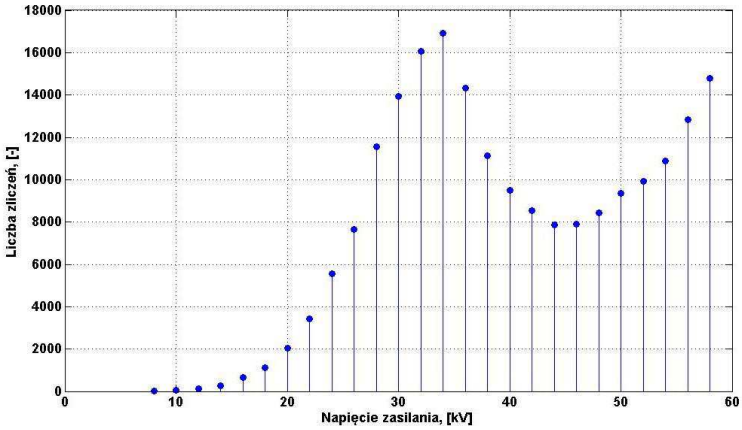
Rys. 9. *Układ elektrod ostrze-ostrze o średnicy ostrza 0,50 mm – odległość kamery UV od układu wynosiła 160 cm; a) średnia wartość liczby zliczeń, b) trend zmian liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania*

4. Analiza powtarzalności pomiarów

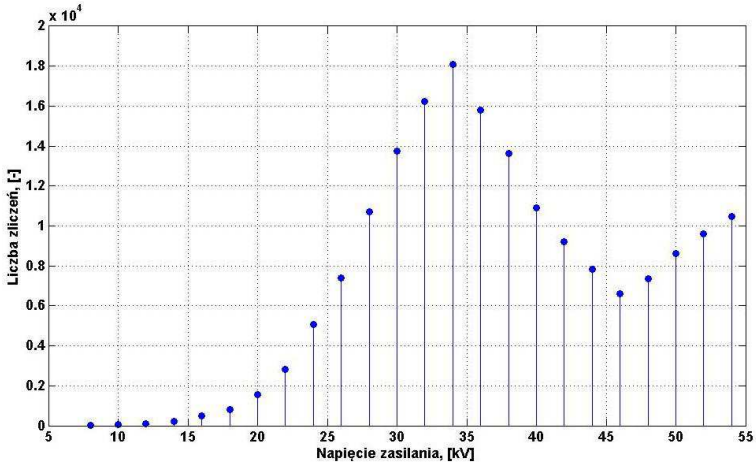
Analizę powtarzalności pomiarów przeprowadzono dla układu elektrod o średnicy 0,40 mm w 3 seriach pomiarowych. Serie pomiarowe przeprowadzono w identycznych warunkach metrologicznych oraz w stałych odstępach czasowych, które wynosiły 30 min. Na rys. 10-12 zaprezentowano przykładowe rezultaty.



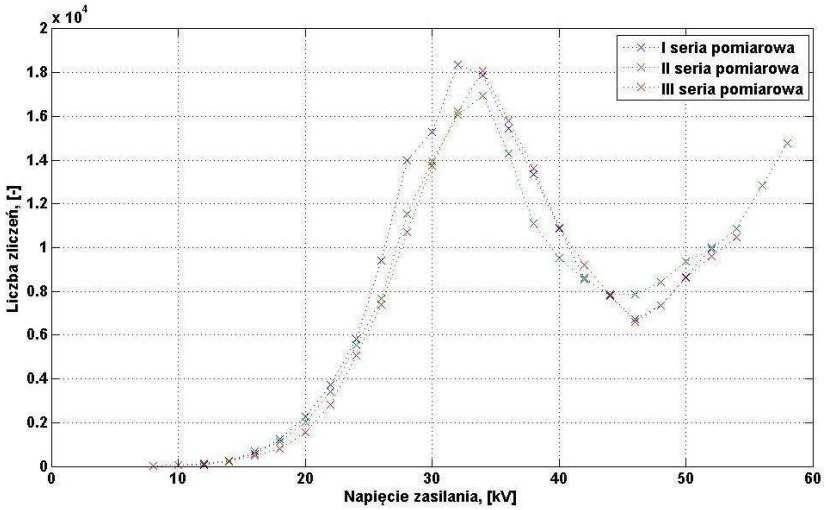
Rys. 10. *Średnia wartość liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania elektrody – I seria pomiarowa. Elektroda 0,40 mm, odległość między elektrodami 8,0 cm, odległość kamery UV 160 cm*



Rys. 11. *Średnia wartość liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania elektrody II seria pomiarowa. Elektroda 0,40 mm, odległość między elektrodami 8,0 cm, odległość kamery UV 160 cm*



Rys. 12. *Średnia wartość liczby zliczeń w odniesieniu do napięcia zasilania elektrody III seria pomiarowa. Elektroda 0,40 mm, odległość między elektrodami 8,0 cm, odległość kamery UV 160 cm*



Rys. 13. *Charakterystyki porównawcze dla wszystkich serii pomiarowych*

Z uwagi na wstępną fazę zaplanowanych badań, pominięto wpływ wilgotności i temperatury powietrza na uzyskane rezultaty. Wszystkie serie pomiarowe przeprowadzono w stałych warunkach atmosferycznych; temperatura otoczenia 20°C, wilgotność ok. 45%.

5. Dyskusja i podsumowanie

Uzyskane rezultaty z pomiarów kamerą UV wykazały nieliniowy wzrost liczby zliczeń wyładowań niezupełnych w funkcji napięcia zasilania badanych układów. Na szczególną uwagę zasługuje wyznaczony trend zmian liczby zliczeń, który wykazuje znaczne załamania dla większych wartości napięcia zasilania. Zjawisko to występuje we wszystkich badanych układach elektrod typu ostrze-ostrze. Przeprowadzona analiza powtarzalności pomiarów wykazała stały charakter zjawiska. Spowodowane to może być osłabieniem przemian energetycznych w zakresie promieniowania ultrafioletowego w danej fazie generacji wyładowania. Natomiast przy zwiększeniu odległości kamery od źródła generacji wyładowań, sytuacja taka nie występuje oraz zauważalna jest różnica w rejestrowanych ilościach zliczeń.

Na podstawie uzyskanych wyników pomiarowych oraz przeprowadzonych wstępnych analiz można sformułować następujące wnioski i uwagi co do dalszych etapów prac badawczych:

- Wykazano znaczący wpływ odległości kamery UV od badanego układu elektrod na rejestrowane ilości zliczeń, co ma bardzo duże znaczenie na sposób interpretacji wyników i wymaga dalszych badań i analiz,
- Pomiary należy przeprowadzić dla różnych źródeł generacji wyładowań niezupełnych i różnych warunków metrologicznych, w szczególności analizy wpływu wilgotności i temperatury powietrza,
- Kolejny etap prac badawczych powinien uwzględnić przeprowadzenie pomiarów porównawczych z powszechnie stosowanymi i znormalizowanymi metodami diagnostyki wysokonapięciowej.

Literatura

[1] T. Boczar, A. Cichon, D. Wotzka, P. Frącz, M. Kozioł, and M. Kunicki, "Application of Non-destructive Testing for Measurement of Partial Discharges in Oil Insulation Systems," in *Non-Destructive Testing*, Fausto Pedro García Márquez, Mayorkinos Papaelias, and N. Zaman, Eds. Rijeka, Croatia: InTech, 2016, pp. 131–172.

[2] A. Mukhtaruddin, M. Isa, M. R. Adzman, S. I. S. Hasan, M. N. K. H. Rohani, and C. C. Yii, "Techniques on partial discharge detection and location determination in power transformer," in *2016 3rd International Conference on Electronic Design (ICED)*, 2016, pp. 537–542.

[3] Z. Chen *et al.*, "Continuous online partial discharge monitoring system," 2012, vol. 8421, pp. 8421A9-8421A9-4.

[4] M. K. W. Stranges, S. Ul Haq, and D. G. Dunn, "Black-out test versus UV camera for corona inspection of HV motor stator endwindings," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 5, pp. 3135–3140, 2014.

[5] P. Frącz and I. Urbaniec, "Application of UV camera for PD detection on long rod HV insulator," *Meas. Autom. Monit.*, vol. 3, pp. 64–67, 2015.

[6] A. J. Moore, M. Schubert, and N. Rymer, "Technologies and Operations for High Voltage Corona Detection with UAVs," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2018, pp. 1–5.

[7] W. Zhou, H. Li, X. Yi, J. Tu, and J. Yu, "A criterion for UV detection of AC corona inception in a rod-plane air gap," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 18, no. 1, pp. 232–237, 2011.

[8] N. Maistry, R. Schutz, and E. Cox, "The Quantification of Corona Discharges on High Voltage Electrical Equipment in the UV Spectrum using a Corona Camera," in *2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostika)*, 2018, pp. 1–4.

[9] J. Czerwonka, M. Kozioł, and J. Skubis, "Wpływ geometrii elektrod ostrzowych na wytrzymałość powietrza w polu niejednostajnym," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 94, no. 10, pp. 152–155, 2018.

ANALIZA PORÓWNAWCZA WIDMA PROMIENIOWANIA OPTYCZNEGO EMITOWANEGO PRZEZ WYŁADOWANIA ELEKTRYCZNE W CIECZACH ELEKTROIZOLACYJNYCH

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE SPECTRUM OF OPTICAL RADIATION EMITTED BY ELECTRICAL DISCHARGES IN ELECTROINSULATING LIQUIDS

Michał Kozioł
Politechnika Opolska

Jedną z wielu przemian energetycznych towarzyszących wyładowaniom elektrycznym jest emisja promieniowania optycznego. Zjawisko to z uwagi na mechanizmy formowania się i generacji wyładowań elektrycznych, występuje zarówno przy wyładowaniach w powietrzu jak i w cieczach elektroizolacyjnych. W artykule zaprezentowano zarejestrowane widma promieniowania optycznego uzyskane dla wyładowań elektrycznych generowanych na układzie elektrod typu ostrze-ostrze w trzech rodzajach cieczy elektroizolacyjnych: olej mineralny, ester syntetyczny i ester naturalny. Opisano charakterystyczne różnice zarejestrowanych widm optycznych. Ponadto przedstawiono potencjalny obszar zastosowania uzyskanych rezultatów oraz wskazano dalszy kierunek badań.

1. Wprowadzenie

Przemiany energetyczne towarzyszące wyładowaniom elektrycznym emitują różne zakresy fali elektromagnetycznej od promieniowania rentgenowskiego poprzez emisję w zakresie ultrafioletu, światła widzialnego, podczerwieni, emisji fal akustycznych oraz radiowych [1]–[4]. Podjęta tematyka badawcza obejmuje porównanie emitowanego promieniowania optycznego, towarzyszącego wyładowaniom, które generowane jest na elektrodach zanurzonych w różnego rodzaju cieczach elektroizolacyjnych, takich jak ester naturalny, ester syntetyczny oraz olej mineralny [5].

Jako promieniowanie optyczne przyjęto część promieniowania elektromagnetycznego z którego wyodrębniono następujące pasma: ultrafiolet (UV: 200-380 nm), promieniowanie w zakresie widzialnym (VIS: 380-780 nm) oraz bliską podczerwień (780-3000 nm) [6], [7].

Przyjęte do badań ciecze elektroizolacyjne reprezentują różne ośrodki propagacji emitowanej fali elektromagnetycznej. Celem naukowym badań jest wykazanie różnic w rozkładach widmowych promieniowania optycznego dla poszczególnych cieczy elektroizolacyjnych. Natomiast celem technicznym jest opracowanie deskryptorów, które mogą posłużyć do identyfikacji form wyładowań elektrycznych w powszechnie stosowanych w elektroenergetyce cieczach elektroizolacyjnych. Przeprowadzone prace badawcze mają charakter badań podstawowych i wykonane zostały w warunkach laboratoryjnych dla identycznych warunków metrologicznych.

2. Charakterystyka układu pomiarowego

Pomiary przeprowadzono na układzie elektrod typu ostrze-ostrze. Zastosowano elektrody ostrzowe o kącie ostrzy równym 15°. Układy elektrod zasilane były z układu probierczego, który umożliwiał regulację napięcia zasilania do wartości 110 kV. Temperatura cieczy elektroizolacyjnej była stała i wynosiła we wszystkich przypadkach 20°C. Na tym etapie badań nie analizowano wpływu temperatury na generację wyładowań elektrycznych

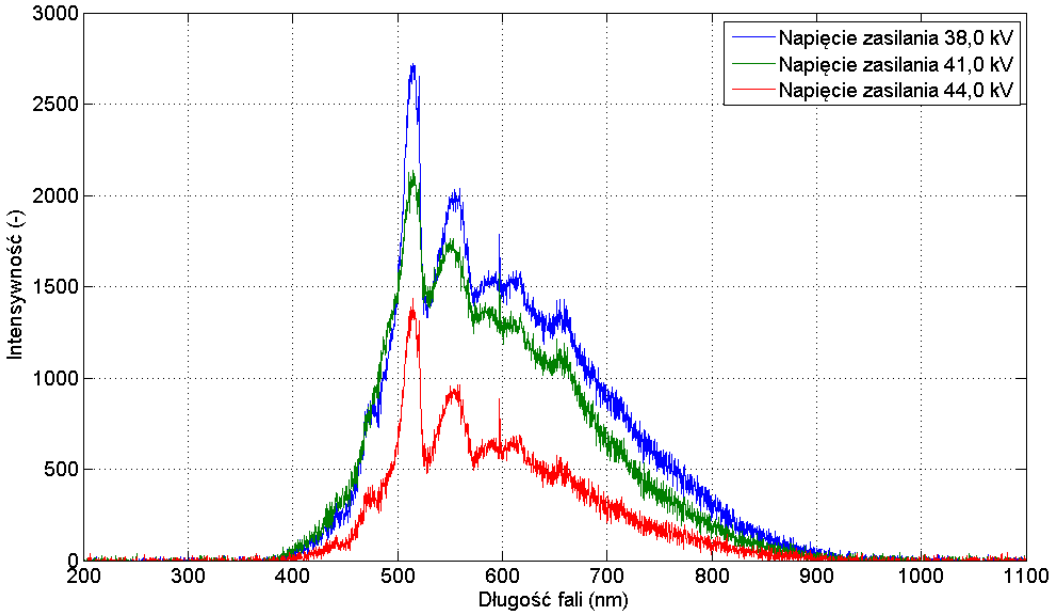
Do rejestracji wyładowań elektrycznych zastosowano spektrofotometr HR4000 o wysokiej rozdzielczości przetwarzania sygnałów (rys. 1). Urządzenie zbudowane w oparciu o matrycy CCD, która umożliwia detekcję 3648 elementów składowych widma optycznego. Możliwość zmiany czasu integracji w zakresie 10us – 65s umożliwia rejestrację krótkotrwałych emisji jak i zjawisk długotrwałych oraz szybkozmiennych. Reprezentacja rozkładu widmowego przedstawiana jest na charakterystyce jako zależność intensywności do poszczególnych długości fal zakresu spektralnego, który dla zastosowanego spektrofotometru wynosi od 200 nm do 1100 nm (UV-VIS-NIR) [8].

Rys. 1. *Spektrofotometr o wysokiej rozdzielczości przetwarzania sygnałów HR4000*

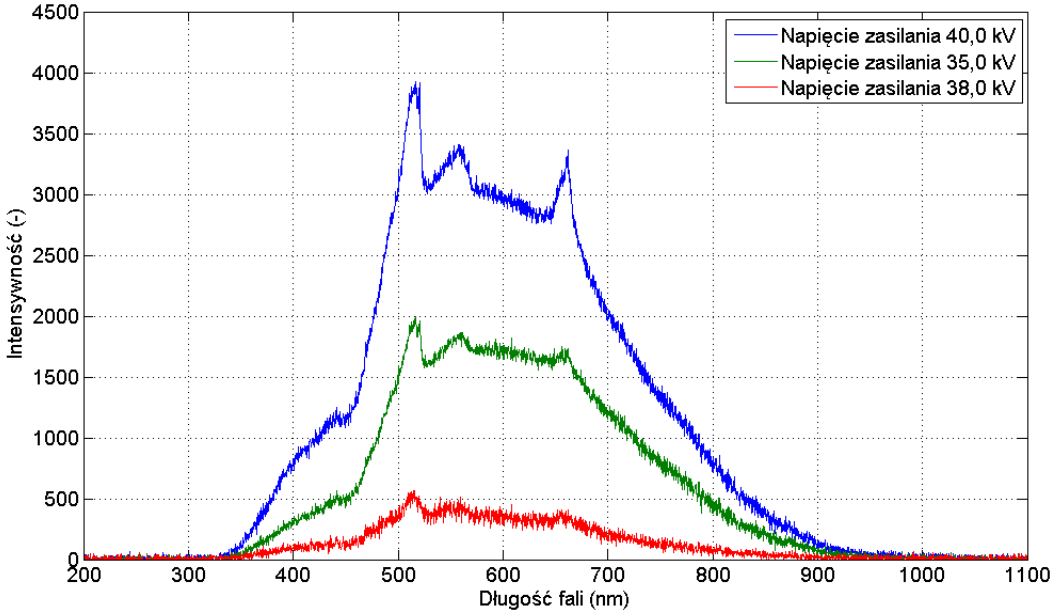
W pomiarach zastosowano światłowód polimerowy (POF), którego głowica użyta została jako sonda pomiarowa. Światłowód umożliwił przesłanie sygnału optycznego z miejsca jego emisji do spektrofotometru oraz charakteryzował się niewielkim tłumieniem. Parametry światłowodu były dostosowane w zakresie spektralnym do możliwości spektrofotometru (zakres widmowy 200-1100 nm).

3. Wyniki pomiarów

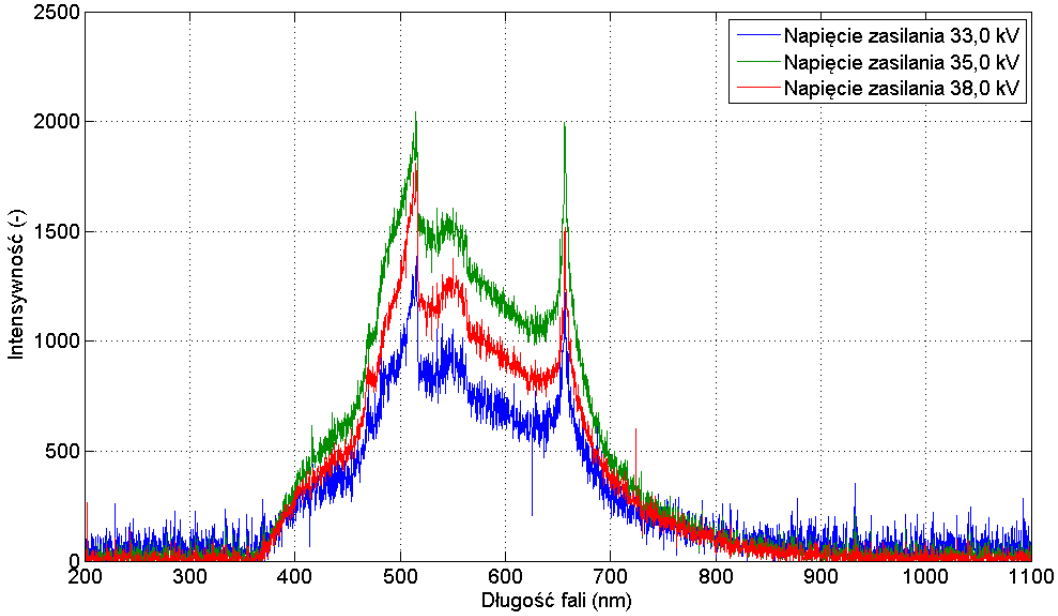
Na rys. 2-5 zaprezentowano przykładowe rozkłady widm promieniowania optycznego emitowanego przez wyładowania elektryczne na układzie elektrod typu ostrze-ostrze. Pomiary przeprowadzono dla wyładowań generowanych w estrze naturalnym Midel 1204 (rys. 2), estrze syntetycznym Midel 7131 (rys. 3) oraz oleju mineralnym ORLEN TRAFO EN (rys. 4).



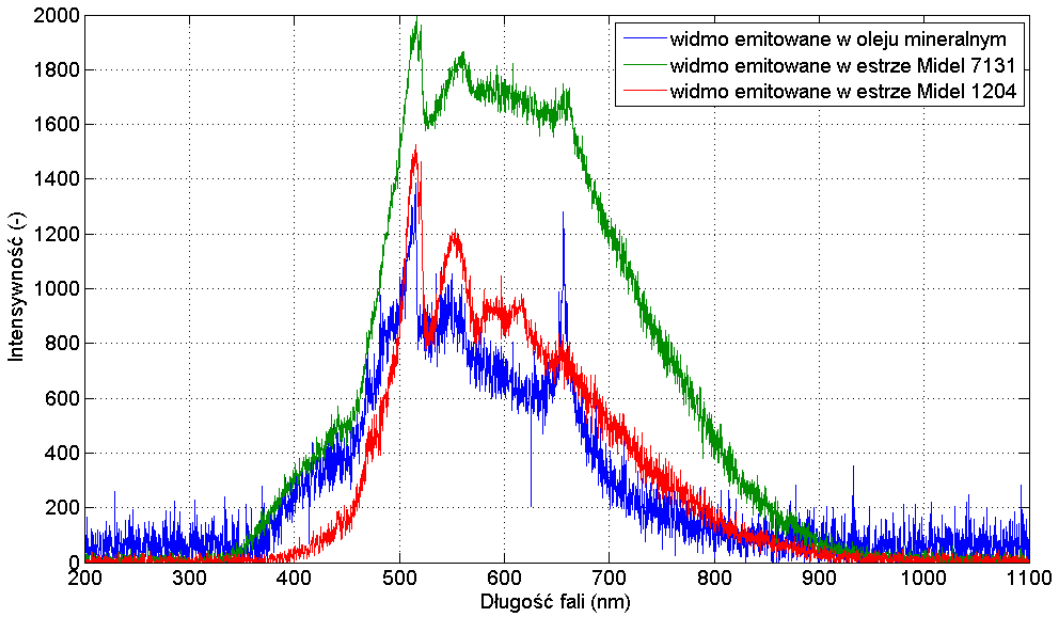
Rys. 2. *Przykładowe rozkłady widm promieniowania optycznego emitowanego przez wyładowania elektryczne na układzie elektrod typu ostre-ostrze w estrze Midel 1204*



Rys. 3. *Przykładowe rozkłady widm promieniowania optycznego emitowanego przez wyładowania elektryczne na układzie elektrod typu ostre-ostrze w estrze Midel 7131*



Rys. 4. *Przykładowe rozkłady widm promieniowania optycznego emitowanego przez wyładowania elektryczne na układzie elektrod typu ostre-ostrze w oleju mineralnym ORLEN TRAFO EN*



Rys. 5. *Porównawcze charakterystyki widmowe*

4. Dyskusja i podsumowanie

Zarejestrowane widma optyczne wykazują pewne różnice w kształcie, szczególnie w części widma ciągłego (rys. 5), która obejmuje zakres spektralny światła widzialnego (380 nm – 780 nm). Największe różnice wykazuje widmo emitowane w estrze naturalnym Midel 1204, gdzie m.in. promieniowanie w zakresie ultrafioletu wykazuje bardzo mały udział (wzrost intensywności widma ciągłego od ok. 380 nm). W pozostałych zakresach promieniowanie

ultrafioletowe występuje w przedziale od 350 nm do 380 nm. Zmiana napięcia zasilania nie wpływa wprost na intensywność emitowanego promieniowania, co spowodowane może być jego nierównomiernym rozkładem w ośrodku propagacji i ograniczonym zakresem kąta akceptacji głowicy pomiarowej. W celu weryfikacji uzyskanych rezultatów konieczne będzie przeprowadzenie analizy powtarzalności pomiarów.

Kierunki prowadzenia dalszych prac badawczych powinny uwzględnić również przeprowadzenie analogicznych badań dla innych układów elektrod. Bardzo istotne wydaje się także zbadanie wpływu zmian wartości temperatury cieczy elektroizolacyjnych na emitowane sygnały optyczne generowane przez wyładowania elektryczne.

Uzyskane rezultaty mogą posłużyć do dalszych prac zmierzających do opracowania charakterystycznych deskryptorów, które stanowić będą dodatkowy wskaźnik do oceny wyładowań elektrycznych w diagnostyce układów izolacyjnych urządzeń wysokonapięciowych.

Podziękowania

Badania współfinansowane przez Narodowe Centrum Nauki w ramach projektu Preludium nr: 2017/25/N/ST8/00590.

Literatura

[1] D. Wotzka, M. Koziol, L. Nagi, and I. Urbaniec, "Experimental analysis of acoustic emission signals emitted by surface partial discharges in various dielectric liquids," in *2018 IEEE 2nd International Conference on Dielectrics, ICD 2018*, 2018.

[2] M. Koziol and L. Nagi, "Analysis of Optical Radiation Spectra Emitted by Electrical Discharges, Generated by Different Configuration Types of High Voltage Electrodes," in *2018 IEEE 2nd International Conference on Dielectrics, ICD 2018*, 2018.

[3] M. Kunicki, "Zastosowanie metody UHF do detekcji i nalizy zjawiska wyładowań niezupełnych," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 92, no. 10, pp. 58–62, 2016.

[4] Ł. Nagi, D. Zmarzly, T. Boczar, and P. Frącz, "Detection of high-energy ionizing radiation generated by electrical discharges in oil," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 23, no. 4, pp. 2036–2041, 2016.

[5] P. Rózga and P. Tabaka, "Spectroscopic Measurements of Electrical Breakdown in Various Dielectric Liquids," in *2015 IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, 2015, pp. 524–527.

[6] M. Kozioł and T. Boczar, "Widma optyczne emitowane przez wyładowania elektryczne generowane w oleju elektroizolacyjnym," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 10, pp. 52–55, 2016.

[7] M. Kozioł and T. Boczar, "Optical signals emitted by partial discharges," in *Problems And Progress In Metrology, PAN Series: Conferences No. 20*, 2015, pp. 158–161.

[8] M. Kozioł, "Zastosowanie spektrofotometru optycznego do badania widm sygnałów optycznych emitowanych przez wyładowania niezupełne w oleju izolacyjnym," *Pozn. Univ. Technol. Acad. Journals Electr. Eng.*, vol. 82, pp. 159–164, 2015.

WYTRZYMAŁOŚĆ UDAROWA IZOLACJI GAZOWEJ, CIEKŁEJ I STAŁEJ - DOŚWIADCZENIA Z LABORATORYJNYCH PRAC EKSPERYMENTALNYCH

LIGHTNING STRENGTH OF GAS, LIQUID AND SOLID INSULATION - EXPERIENCE FROM THE LABORATORY TESTS

Paweł Rózga
Politechnika Łódzka

Streszczenie: *Artykuł przedstawia krótko problematykę wytrzymałości elektrycznej udarowej dielektryków gazowych, ciekłych i stałych na podstawie doświadczeń własnych z laboratoryjnych prac eksperymentalnych oraz badań, których wyniki są szeroko dostępne w literaturze. W artykule przedstawiono skrótowo metodykę wyznaczania udarowego napięcia przeskoku metodą serii, góra-dół i schodkową jako wybranymi metodami stosowanymi w praktyce naukowej i inżynierskiej. Na tej bazie scharakteryzowano liczbowo wpływ biegunowości udaru na wytrzymałość przerw powietrznych, izolacji ciekłej różnego typu oraz izolacji mieszanej preszpan-ciecz. We wszystkich przypadkach wskazano na istotne różnice pomiędzy wytrzymałością elektryczną przy biegunowości ujemnej i dodatniej w polu nierównomiernym pomijając jednak wyjaśnienia dotyczące fizyki zjawisk, które powodują taki stan rzeczy. Wynika to z faktu, że niniejszy artykuł stanowi uzupełnienie innego z artykułów zamieszczonego w tych samych materiałach konferencyjnych, gdzie źródło różnicy zostało wyjaśnione.*

Abstract: *The article briefly presents the issue of lightning strength of gas, liquid and solid dielectrics based on own experience from the laboratory experimental works and the studies, the results of which are widely available in the literature. The article presents also briefly the methodology for determining the lightning impulse breakdown voltage using series method, up-and-down method and step method as the selected methods used in scientific and engineering practice. On this basis, the polarity effect was described in relation to the lightning strength of the air gaps, liquid insulation of various types and the mixed liquid-solid insulation. In all cases, significant differences between the electrical strength at negative and positive polarity in the non-uniform field were pointed out with omitting the explanations of the physics of phenomena that cause this state of affairs. This is due to the fact that this article complements another of the articles contained in the same conference proceedings, where the source of the difference has been clarified.*

1. Wstęp

Jeśli wartość napięcia między elektrodami znajdującymi się w środowisku izolacyjnym przekroczy określoną progową wartość, to w zależności od rodzaju dielektryka i właściwości źródła zasilającego wystąpią między tymi elektrodami bardziej lub mniej intensywne zjawiska prowadzące do przebicia (w dielektrykach stałych i ciekłych) lub przeskoku (w dielektrykach gazowych). Przebicie charakteryzuje się gwałtownym wzrostem prądu (uwarunkowanym energią źródła), wysoką temperaturą, która zwęgla, topi lub zgazowuje dielektryk, oddziaływaniem mechanicznym np. falą ciśnienia w dielektrykach ciekłych lub rozszczepieniem dielektryka stałego. Dielektryki stałe po przebiciu trwale tracą swe właściwości izolacyjne. Dielektryki ciekłe mogą swe właściwości zregenerować w pewnych przedziałach czasu, mimo iż uległy częściowemu rozkładowi wskutek przebicia. Z kolei przeskok jest wyładowaniem elektrycznym, podobnie jak przebicie, całkowicie zwierającym odstęp między elektrodami, lecz występuje w otwartych przestrzeniach gazowych, które po zaistnieniu zjawiska przeskoku

w stosunkowo krótkim czasie potrafią w pełni zregenerować swe właściwości elektryczne do stanu sprzed przeskoku. W takim przypadku mówi się o tzw. izolacji samoregenerującej się [1].

Wobec powyższego można mówić zatem o wytrzymałości elektrycznej dielektryka lub układu składającego się z kilku dielektryków opierając się na wartości najniższego napięcia, przy którym w określonych warunkach, (ciśnienie, temperatura, wilgotność itp.) nastąpi przeskok lub przebicie. Ponieważ jednak wartość napięcia przebicia zależy od całego szeregu czynników takich jak wymiary i rodzaj dielektryka, kształt pola elektrycznego w izolacji i wokół niej (czyli kształt elektrod i ich usytuowanie względem elementów otoczenia), czas trwania narażenia napięciowego (przy napięciu przemiennym oznacza to wpływ częstotliwości i czasu doprowadzenia napięcia, a przy napięciach aperiodycznych będzie to wpływ kształtu fali napięciowej), ciśnienie, temperatura, wilgotność i stopień zanieczyszczenia dielektryka, naprężenia mechaniczne itd., przy podawaniu wartości napięcia przeskoku i przebicia należy dokładnie zdefiniować warunki, w których przeskok lub przebicie miało miejsce [1]. Warunki te często można pominąć podając jedynie nazwę i numer normy, zgodnie z którą przeprowadzono pomiary napięcia przeskoku lub przebicia. Taka sytuacja ma najczęściej miejsce, gdy definiujemy przemienne napięcie przebicia cieczy izolacyjnej (np. w oparciu o normę [2]), napięcie przebicia papieru bądź preszpanu (np. w oparciu o normę [3]), czy udarowe napięcie przebicia cieczy (w oparciu o normę [4]). W zagadnieniach projektowych układów izolacyjnych wysokonapięciowych częściej stosuje się definicję wytrzymałości elektrycznej jako wartości natężenia pola elektrycznego (oznaczanego najczęściej E_p lub K_p), przy którym następuje przeskok lub przebicie [1, 5].

Uwzględniając jedynie napięcie jako czynnik determinujący wytrzymałość elektryczną, a dokładniej czas jego oddziaływania można podać następującą klasyfikację wytrzymałości elektrycznej:

- wytrzymałość udarowa, przy udarze napięciowym o określonym kształcie,
- wytrzymałość krótkotrwała, przy napięciu rosnącym w sposób ciągły aż do przebicia czy przeskoku,
- wytrzymałość minutowa, godzinna itd., przy napięciu utrzymywanym przez określony czas,
- wytrzymałość długotrwała, przy stałej wartości szczytowej utrzymywanego w sposób ciągły napięcia.

Oprócz wyładowań zupełnych, jakimi są przeskok lub przebicie, może występować jeszcze cała gama wyładowań zwanych wyładowaniami niezupełnymi, które nie zwierają całkowicie odstępu międzyelektrodowego. W określonych przypadkach napięcie początkowe wyładowań niezupełnych także może stanowić podstawę do określenia wytrzymałości elektrycznej danego układu izolacyjnego [1, 5].

Jak wspomniano powyżej wytrzymałość udarowa jest definiowana prosto jako wytrzymałość przy udarze napięciowym o określonym kształcie. Ponieważ w zagadnieniach inżynierii wysokich napięć rozpatruje się w głównej mierze narażenia znormalizowanym udarem napięciowym piorunowym o czasach charakterystycznych 1,2/50 μs w niniejszym artykule mówiąc o wynikach dotyczących udaru napięciowego piorunowego każdorazowo uwzględniany będzie właśnie udar o znormalizowanym kształcie. Z kolei ze względu na silny wpływ nierównomierności pola elektrycznego na wytrzymałość udarową o określonej biegunowości koniecznym staje się podawanie każdorazowo, w jakim układzie elektrod dokonywane były pomiary. Jest to istotne, gdyż w większości sytuacji wytrzymałość udarowa jest rozpatrywana dla układów o nierównomiernym rozkładzie pola elektrycznego (ostrze-płyta, ostrze-kula), gdzie wpływ biegunowości udaru jest znaczący, a rzadziej dla układów o polu równomiernym, gdzie różnica pomiędzy wytrzymałością udarową odniesioną do danej biegunowości zanika.

2. Wybrane metody wyznaczania udarowego napięcia przebicia

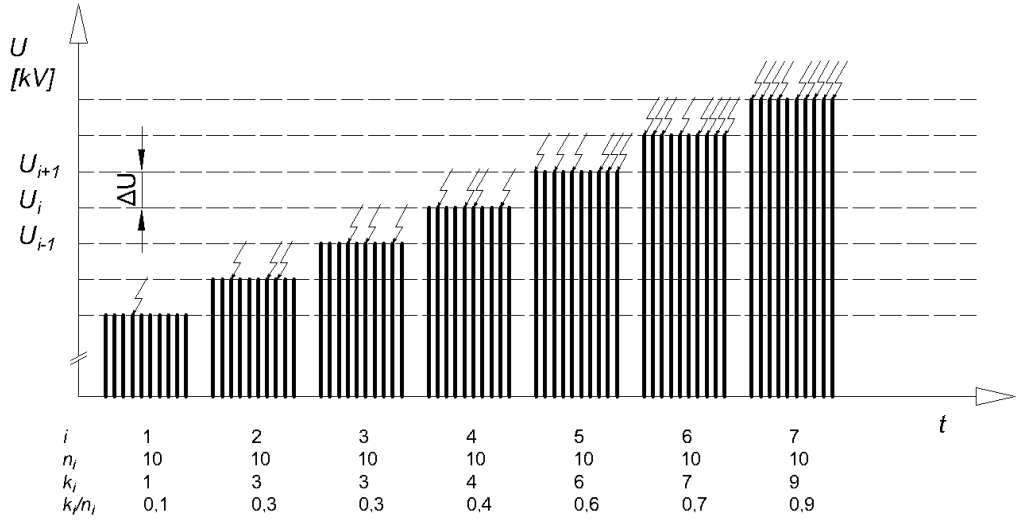
Zjawiska związane z napięciem udarowym piorunowym mają mocno statystyczny charakter. Z tego względu nie ma prostej drogi, która w sposób jednoznaczny i wiarygodny pozwoliłaby oszacować udarowe napięcie przeskoku lub przebicia dielektryka (szerzej układu izolacyjnego). Wypracowanych zostało więc wiele metod, które pozwalają oszacować napięcie przebicia na podstawie eksperymentu doprowadzając najczęściej szereg udarów do badanego układu i określając prawdopodobieństwo przeskoku lub przebicia na danym poziomie napięcia i danej biegunowości. Najczęściej wyróżnia się 50%-owe napięcie przebicia oraz, po zastosowaniu obróbki statystycznej z użyciem np. rozkładu normalnego, napięcia przeskoku (przebicia) odpowiadające niskiemu i wysokiemu prawdopodobieństwu. W niektórych przypadkach (np. izolacji ciekłej bądź mieszanej ciekło-stałej) zastosować można również rozkłady bardziej skomplikowane jak rozkład Weibulla, gdzie bezpośrednio wyznaczyć można próg wytrzymałości elektrycznej na podstawie parametru przesunięcia Uo. Poniżej zaprezentowane zostały trzy wybrane metody stosowane do wyznaczania udarowego napięcia przeskoku (przebicia) dielektryków różnego rodzaju [1, 5-7].

2.1. Metoda serii

Metoda serii polega na doprowadzeniu do badanego obiektu kolejno „m" serii, z których każda składa się z „n_i" udarów o tej samej wartości szczytowej i zliczaniu udarów (k_i), które wywołały przeskok lub doprowadziły do przebicia.

$$p(U_i) = \frac{k_i}{n_i}$$

Metoda ta stanowi więc eksperymentalny sposób oszacowania prawdopodobieństwa przeskoku lub przebicia na danym poziomie napięcia U_i. Wyznaczenie $p(U_i)$ przynajmniej dla 4 poziomów napięcia pozwala na wykreślenie całej prostej p(U) za pomocą jednej z metod estymacji np. metody najmniejszych kwadratów. Schematycznie metodę serii dla 7 poziomów napięcia zaprezentowano na rysunku 1.

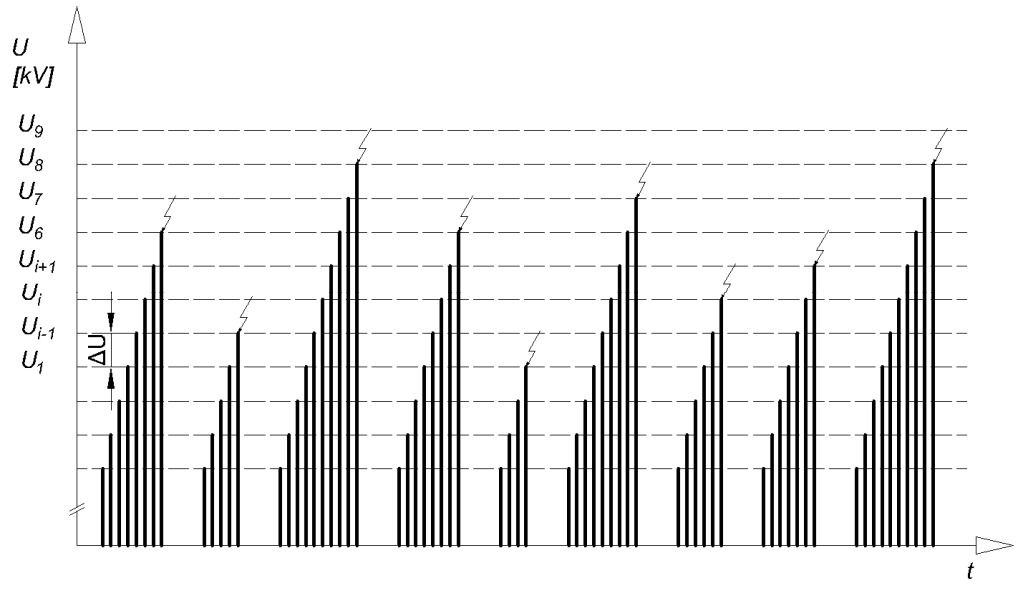


Rys. 1. Schematyczna ilustracja procedury badań metodą serii

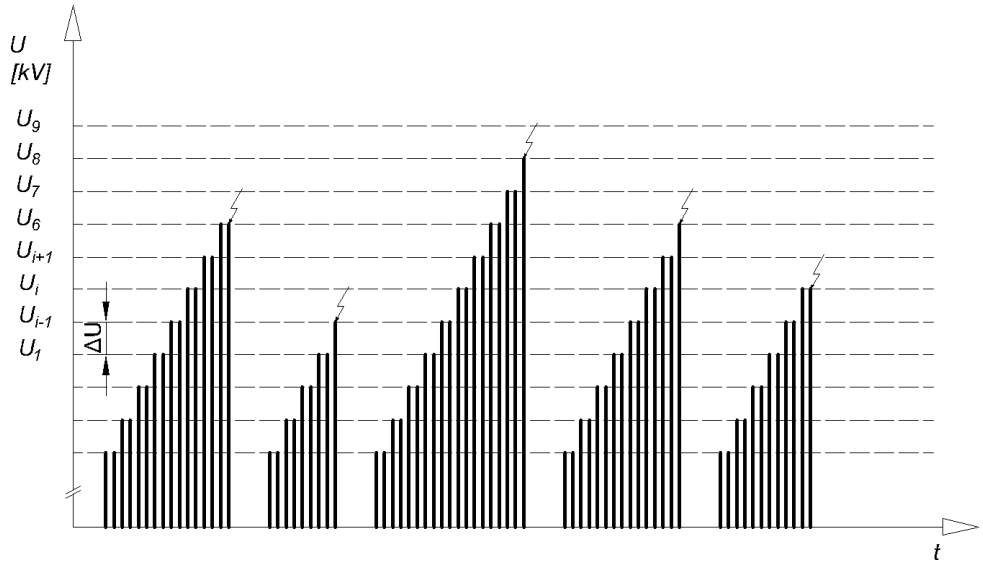
Liczba stosowanych w każdej serii udarów musi być określona z góry. Na ogół liczba ta nie przekracza 20-30, choć zwiększając ją minimalizuje się błąd oszacowania szukanego 50% napięcia przeskoku (przebicia). Faktem bezsprzecznym jest to, ze metoda serii jest łatwa do zastosowania w przypadku izolacji powietrznej (ogólnie izolacji samoregenerującej się), jednak przy pozostałych typach izolacji (ciekłej i stałej) metoda serii stanowi duże wyzwanie w zakresie konieczności zużycia dużej ilości materiału do badań. Generalnie metoda serii przynosi określone konsekwencje w jej użyciu - gdyby powtarzać wyznaczanie prostej P(U) w tych samych warunkach, to uzyska się za każdym razem nieco inny jej przebieg. Innymi słowy istnieje pewien obszar leżący w pobliżu otrzymanej doświadczalnie prostej regresji, w którym z określonym prawdopodobieństwem (poziom ufności) będą się znajdowały kolejno wyznaczane proste P(U). Obszar ten nazywany jest obszarem ufności prostej regresji. Można go wyznaczyć bądź za pomocą wzorów lub specjalnych tablic.

2.2. Metoda schodkowa (Tetznera)

Metoda schodkowa wyznaczania udarowego napięcia przeskoku (przebicia) jest znacznie mniej kosztowna, szczególnie w odniesieniu do badań izolacji ciekłej i stałej, gdyż nie wymaga czasochłonności i ogranicza (w stosunku do metody serii) ilość materiału badawczego zużytego podczas badań. Metoda ta polega na zwiększaniu napięcia z odpowiednio przyjętym krokiem aż do uzyskania przeskoku (przebicia) w badanym układzie izolacyjnym. Metoda schodkowa w swej podstawowej formie bazuje na założeniu, że na danym poziomie napięcia doprowadza się jeden udar do badanego układu izolacyjnego. Dla takiej formy przedstawiono schematycznie metodę schodkową na rysunku 2. Istnieją jednak modyfikacje formy podstawowej, w której na danym poziomie napięcia doprowadza się do układu 2 bądź 3 udary i przechodzi się do następnego poziomu, jeśli żaden z nich nie doprowadzi do przeskoku lub przebicia. Na rysunku 3 została zaprezentowana metoda schodkowa z dwoma udarami na stopień napięciowy.



Rys. 2. *Schematyczna ilustracja procedury badań metodą schodkową z jednym udarem na stopień*

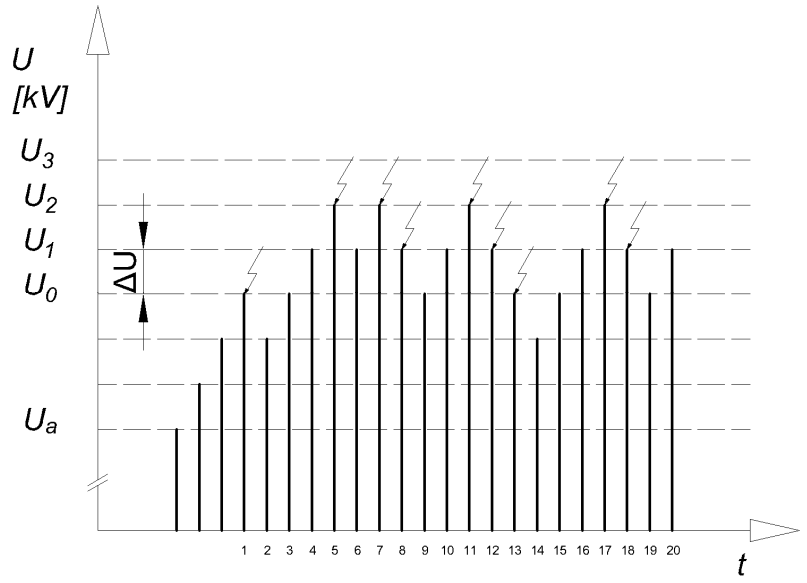


Rys. 3. *Schematyczna ilustracja procedury badań metodą schodkową z dwoma udarami na stopień*

W obu przypadkach, na bazie wyników uzyskanych metodą schodkową można przeprowadzić analizę statystyczną otrzymanych wyników z wykorzystaniem rozkładów zmiennej losowej (np. rozkładu Gaussa lub Weibulla) wyznaczając charakterystyczne parametry danego rozkładu metodą dystrybuanty empirycznej. Niemniej dla inżynierskich zastosowań sugeruje się zazwyczaj obliczenie wartości średniej i odchylenia standardowego, jak w przypadku pomiaru udarowego napięcia przebicia cieczy zgodnie z normą [4], lub wyznaczenie mediany jako 50%-go napięcia przebicia (przeskoku).

2.3. Metoda góra dół (Dixona-Mooda)

Metoda gór-dół jest dominująca metodą w odniesieniu do izolacji samoregenerującej. Polega ona na doprowadzeniu do badanego układu założonej liczby udarów (20-30) o różnych wartościach szczytowych poczynając od momentu wystąpienia przeskoku. Następnie, kolejno zwiększa lub zmniejsza się napięcie o krok napięciowy ΔU, przyjmując jako zasadę zwiększanie napięcia, gdy na danym poziomie nie doszło do przeskoku i zmniejszania napięcia, gdy przeskok wystąpił. Krok napięciowy ΔU przyjmuje się najczęściej jako (2,5-5%) U_0 jako napięcia, dla którego przeskok wystąpił po raz pierwszy. Schematycznie metodę góra-dół zaprezentowano na rysunku 4.



Rys. 4. *Schematyczna ilustracja procedury badań metodą góra-dół*

Napięcie średnie μ odpowiadające 50%-emu napięciu przeskoku i odchylenie standardowe δ wyznacza się na podstawie następujących wzorów:

$$\mu = U_0 + \Delta U\left(\frac{A}{N} \pm 0.5\right)$$

$$\sigma = 1.62\Delta U\left(\frac{NB - A}{N^2} + 0.05\right)$$

gdzie:

U_0 – najwyższa wartość szczytowa udaru, przy której jeszcze nie ma przeskoku,

ΔU – krok napięciowy (różnica napięć pomiędzy kolejnymi poziomami),

N – mniejsza z dwóch liczb (k i q) stanowiących sumę przeskoków lub prób, w których przeskok nie nastąpił (znak "+" odpowiada sytuacji, gdy przeskoków było więcej zaś znak "–" gdy było ich mniej w całej serii udarów),

oraz:

$$A = \sum_{i=1}^{m} i \cdot n_i$$

$$B = \sum_{i=1}^{m} i^2 \cdot n_i$$

Metoda "góra-dół" jest wygodna, mało pracochłonna i można ją przerwać w dowolnym momencie. Wystarczy doprowadzić do obiektu 20-30 udarów by wyznaczyć $U_{50\%}$ z wystarczającą dokładnością. Mankamentem metody jest to, że wyznaczone z prób odchylenie δ ma zbyt dużą wartość w stosunku do rzeczywistego. W związku z tym nie może być użyte do wykreślenia prostej P(U). Wiązałoby się to bowiem ze znacznymi błędami oszacowania interesujących napięć przeskoku, związanych z małymi prawdopodobieństwami.

3. Wyniki pomiarów w zakresie udarowego napięcia przebicia izolacji gazowej, ciekłej i mieszanej

3.1. Izolacja gazowa

Znajomość wpływu biegunowości udaru na wytrzymałość przerw powietrznych w polu nierównomiernym jest powszechnie znana. Podstawowym wnioskiem dla układów powietrznych jest znacząca różnica pomiędzy dodatnim a ujemnym udarowym napięciem przeskoku w układzie ostrze-płyta. W tabeli 1 przedstawiono wybrane dane w tym zakresie dotyczące różnych przerw elektrodowych i obu biegunowości udaru, które potwierdzają powyżej przytoczoną prawidłowość. W tabeli uwzględniono dla poszczególnych przerw różne poziomy prawdopodobieństwa przeskoku. Dane zawarte w tabeli wynikają z pomiarów wykonanych metodą serii.

Tabela 1. *Ujemne i dodatnie udarowe napięcie przeskoku w układzie ostrze-płyta*

d [cm]	p [%]				
	2,3	15,9	50	84,1	99,7
dodatnia biegunowość udaru [kV]					
7	59,0	61,5	63,1	65,2	69,0
9	64,8	67,8	70,0	73,5	79,0
11	72,0	75,5	78,9	82,4	89,2
ujemna biegunowość udaru [kV]					
6	113,5	114,2	114,5	114,8	115,3
7	130,1	130,5	130,9	131,4	132,0
8,5	146,0	146,4	146,8	148,1	150,0

Jasno więc z przytoczonej tabeli wynika ponad dwukrotnie wyższe ujemne udarowe napięcie przebicia od dodatniego odpowiednika w polu nierównomiernym w powietrzu (przerwa d = 7 cm). Dane te weryfikowane były także dla dłuższych przerw powietrznych (do 40 cm włącznie), gdzie zachowana jest praktycznie bez zmian skala wskazująca na dwukrotnie wyższe ujemne udarowe napięcie przeskoku od napięcia biegunowości dodatniej (przykładowo dla d = 30 cm $U_{50\%}$ biegunowości dodatniej wynosiło ok. 150 kV zaś dla biegunowości ujemnej ok. 300 kV).

3.2. Izolacja ciekła

W zakresie izolacji ciekłej istnieje normatywne podejście do wyznaczania udarowego napięcia przebicia cieczy dielektrycznych:

- norma amerykańska - ASTM D3300 - 12, "Standard test method for dielectric breakdown voltage of insulating oils of petroleum origin under impulse conditions" [8],
- norma europejska/polska - PN-IEC 897 - "Metody wyznaczania udarowego napięcia przebicia cieczy izolacyjnych" [4].

Norma ASTM do wyznaczenia udarowego napięcia przebicia sugeruje wykorzystanie udaru o biegunowości ujemnej, a zastosowanym układem elektrod powinien być układ elektrod kulowych o przerwie 3,8 mm lub układ układ ostrze-kula o przerwie 25,4 mm. Zalecaną metodą jest metoda schodkowa z krokiem 5 lub 10 kV oraz trzema udarami na stopień napięciowy. Procedura pomiarowa powinna być wykonana pięciokrotnie, a za wartość udarowego napięcia przebicia uznaje się wartość średnią z pięciu pomiarów. Dodatkowo podawane jest także średnie odchylenie standardowe.

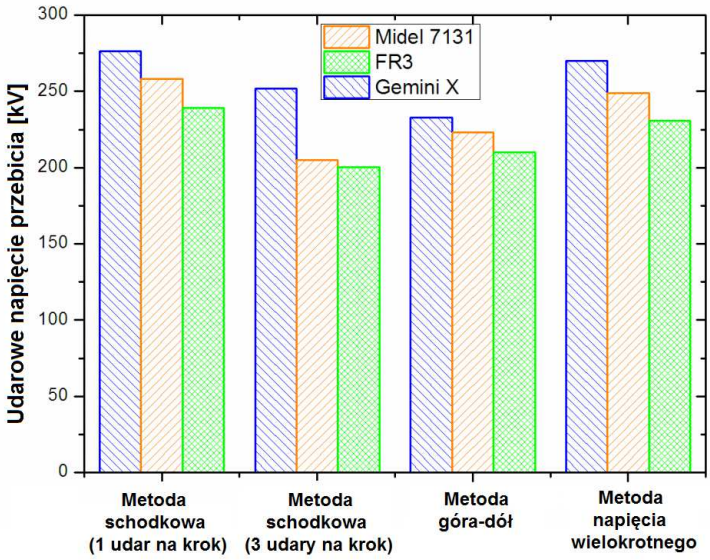
W przypadku normy IEC proponowanym układem elektrod jest układ ostrze-kula, a odstępem elektrod 10, 15 lub 25 mm w zależności od oczekiwanej wytrzymałości elektrycznej badanej cieczy. Ostrze jest ściśle zdefiniowane o promieniu krzywizny od 40 do 70 µm, a kula powinna posiadać średnicę 12,5-13 mm. W przeciwieństwie do zaleceń normy ASTM pomiar wykonuje się z jednym udarem na stopień (najczęściej 5 kV), przy założeniu jednak, że próbka powinna wytrzymać minimum 3 poziomy napięcia przed przebiciem. Podobnie jak w przypadku normy ASTM należy przeprowadzić 5 procedur pomiarowych, a w wyniku podać średnie udarowe napięcie przebicia oraz średnie odchylenie standardowe. Norma IEC nie podaje jednakże udar o jakiej biegunowości należy stosować w pomiarach.

W literaturze spotkać można wiele opracowań opisujących badania zjawisk fizycznych zachodzących w cieczach pod wpływem napięcia udarowego piorunowego (ogólnie impulsowego), z których można wywnioskować jak biegunowość udaru wpływa na udarowe napięcie przebicia cieczy. Kompleksowych badań w odniesieniu do różnych przerw i dodatkowo różnych cieczy dielektrycznych nie jest jednak wiele. W ostatnich latach najwięcej rezultatów w tym zakresie pochodzi z publikacji grupy badawczej z University of Manchester (Wielka Brytania), gdzie w obszernych badaniach przedstawiono wyniki dotyczące trzech cieczy o różnym pochodzeniu (olej mineralny Gemini X, ester naturalny Envirotemp FR3 oraz ester syntetyczny Midel 7131) rozważając zarówno normatywną wytrzymałość udarową cieczy zgodnie z wytycznymi normy ASTM, jak również wpływ biegunowości udaru w układzie o polu nierównomiernym typu ostrze-płyta [9, 10].

W zakresie udarowego napięcia przebicia w pracy wykonano pomiary metodą schodkową zakładające podanie 3 udarów na stopień napięciowy i dodatkowo zweryfikowano otrzymane wyniki trzema innymi metodami:

- metodą schodkową z 1 udarem na stopień (jak w normie IEC),
- metodą góra-dół,
- metodą serii (nazwanej przez autorów metodą napięcia wielokrotnego).

Zestawienie porównawcze otrzymanych wyników jako wartości 50%-go napięcia przebicia danej cieczy zaprezentowane zostało na rysunku 5. Dla obu metod schodkowych przytoczone wartości są wartościami wyznaczonymi na bazie analizy statystycznej z użyciem dwuparametrycznego rozkładu Weibulla. W przypadku metody góra-dół za wartość napięcia przebicia uznano najniższą wartość napięcia, dla którego miały miejsce co najmniej 2 przebicia. Dla wyników z metody napięcia wielokrotnego wykreślono zaś skumulowaną krzywą prawdopodobieństwa i z niej odczytano wartość 50%-go napięcia przebicia.

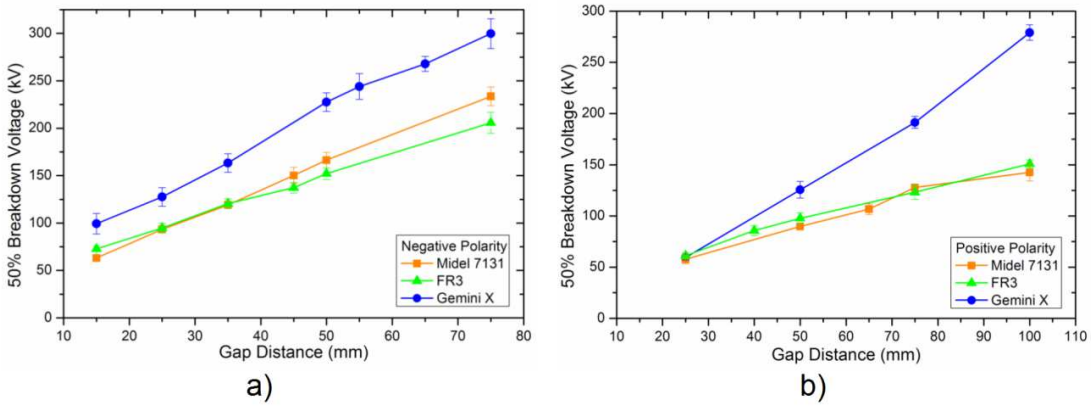


Rys. 5. *Graficzne przedstawienie udarowych napięć przebicia oleju mineralnego, estru syntetycznego i estru naturalnego wyznaczonych czterema różnymi metodami w układzie elektrod kulowych o d = 3,8 mm [9]*

Wyniki jednoznacznie pokazują, że olej mineralny posiada wyższe udarowe napięcie przebicia, a więc i wyższą wytrzymałość udarową niż badane estry. Co jest jednak istotniejsze z punktu widzenia tematu niniejszego artykułu to fakt, że zastosowana metoda pomiarowa zdecydowanie wpływa na otrzymany wynik końcowy. W skrajnym przypadku różnica wynosi nawet 40 kV (tj. ponad 15%).

Jak wzmiankowano wyżej autorzy pracy przeprowadzili także pomiary wpływu biegunowości udaru na 50%-owe napięcie przebicia w polu nierównomiernym dla różnych przerw układu ostrze-płyta. Badania bazowały na metodzie schodkowej z jednym udarem na stopień. Na rysunku 6 pokazano zależności zmiany tego napięcia wraz ze zwiększaniem przerwy elektrodowej dla biegunowości ujemnej (a) i dodatniej (b).

Analizując przedstawione wyniki należy zwrócić w pierwszej kolejności uwagę na skalę osi x, która jest różna w obu przypadkach. Dla udarów o biegunowości ujemnej skala ta obejmuje przerwy od 5 do 75 mm, zaś w przypadku udarów dodatnich od 25 do 100 mm. Pomijając mniej istotny z punktu widzenia artykułu fakt znaczącej różnicy pomiędzy otrzymanymi wynikami w zakresie porównania cieczy (zdecydowanie niższe napięcia przebicia obu estrów w porównaniu do oleju mineralnego), widoczna jest spora różnica w udarowych napięciach przebicia w zależności od biegunowości. Przykładowo dla przerwy 50 mm i oleju mineralnego w przypadku biegunowości dodatniej udarowe napięcie przebicia wynosi ok. 125 kV, podczas gdy dla biegunowości ujemnej ok. 225 kV. Z kolei dla 75 mm i biegunowości dodatniej wartość udarowego napięcia przebicia wynosi ok. 185 kV a dla ujemnej ok. 300 kV. Licząc więc prosto stosunek stosownego napięcia przebicia przy biegunowości dodatniej do analogicznego wyznaczonego dla biegunowości ujemnej otrzymuje odpowiednio dla obu przypadków wartości 0,55 i 0,62 - co potwierdza teoretyczne rozważania w zakresie wpływu biegunowości udaru na udarowe napięcie przebicia także w przypadku cieczy.



Rys. 6. *Zależność 50%-ego udarowego napięcia przebicia wybranych cieczy dielektrycznych od długości przerwy elektrodowej: a) ujemny udar napięciowy piorunowy, b) dodatni udar napięciowy piorunowy [9]*

W zakresie wytrzymałości udarowej cieczy dielektrycznych o różnym pochodzeniu przeprowadzone zostały tez badania uwzględniające wpływ biegunowości udaru na tę wytrzymałość w autorskim układzie eksperymentalnym znajdującym się w Zakładzie Wysokich Napięć Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. W badaniach tych uwzględniono 4 ciecze biodegradowalne (dwa estry syntetyczne, ester naturalny i ester mieszany o obniżonej lepkości) oraz olej mineralny jako ciecz odniesienia. Badania oparto o normę IEC 897. W stosunku do normy, która zakłada przeprowadzenie 5 procedur pomiarowych, wykonano jednak większy zakres pomiarów zwiększając liczbę procedur do 20, a więc 20 wartości udarowego napięcia przebicia posłużyło do wyznaczenia charakterystycznych wskaźników dla danej cieczy [11, 12]. Wyniki uzyskane na podstawie badań eksperymentalnych zostały zestawione w tabeli 2.

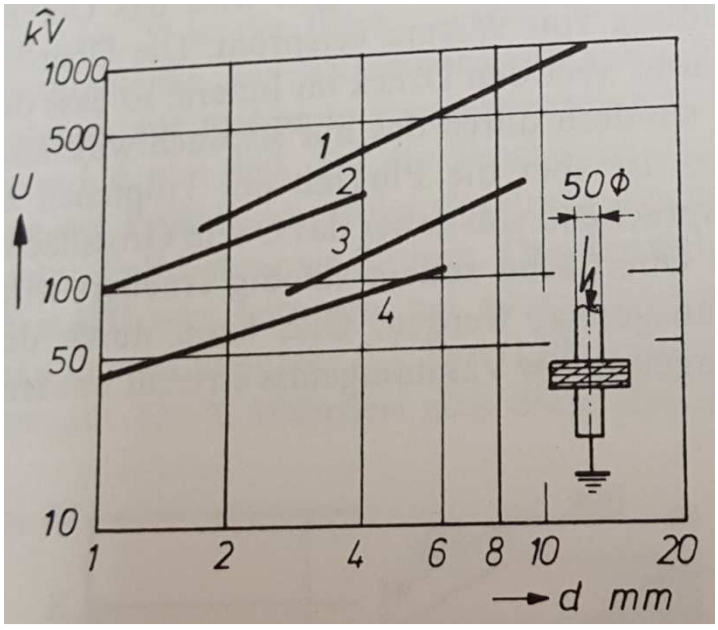
Tabela 2. *Ujemne i dodatnie udarowe napięcie przebicia w układzie ostrze-kula o d=25mm*

Rodzaj cieczy	Napięcie przebicia - biegunowość ujemna [kV]		Napięcie przebicia - biegunowość dodatnia [kV]	
	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość średnia	Odchylenie standardowe
Olej mineralny Shell Diala	127,50	6,98	60,75	1,83
Ester syntetyczny Envirotemp 200	121,25	5,10	65,00	3,97
Ester syntetyczny Midel 7131	123,00	5,23	64,50	3,20
Ester mieszany Nomex 970 FLD	120,75	5,91	61,25	3,19
Ester naturalny Envirotemp FR3	123,25	4,94	69,25	2,45

Wyniki, zgodnie z oczekiwaniami, ponownie wskazały na występowanie znaczącej różnicy w udarowych napięciach przebicia biegunowości ujemnej i dodatniej niezależnie od rodzaju badanej cieczy. Uogólniając otrzymane wyniki różnica wynikająca z biegunowości udaru przedstawiona stosunkiem dodatniego udarowego napięcia przebicia do ujemnego udarowego napięcia przebicia wynosi od 0,48 do 0,56, a więc jest zbieżna z wynikami uzyskanymi przez grupę z University of Manchester.

3.3. Układ izolacyjny ciecz-dielektryk stały

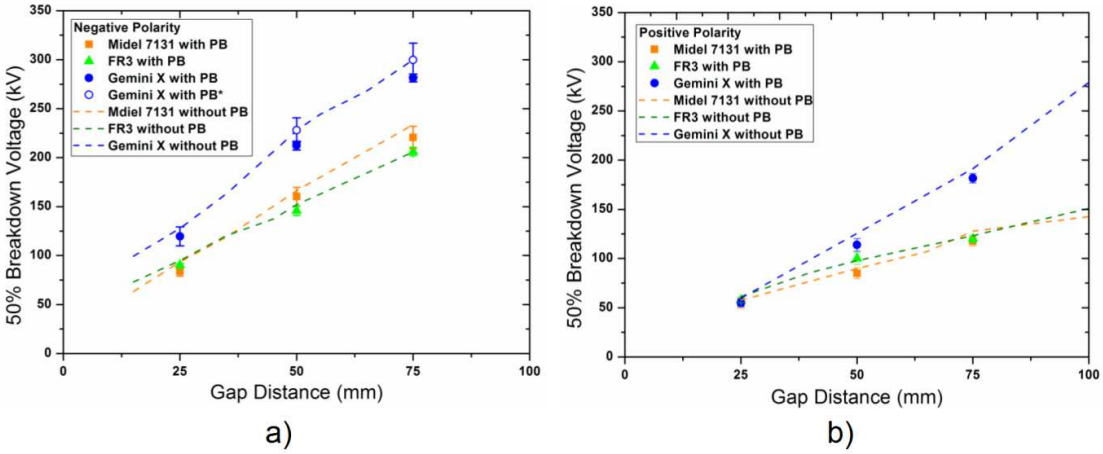
W literaturze trudno spotkać publikacje dotyczące wytrzymałości udarowej elementów izolacji stałej stosowanej w transformatorach uwzględniające wpływ biegunowości udaru na tę wytrzymałość przy jednoczesnym rozpatrywaniu nierównomiernego rozkładu pola elektrycznego. Pomiary w tym zakresie są niezwykle trudne ze względu na wysoką wytrzymałość papieru i preszpanu i w przypadku próby bezpośredniego pomiaru udarowego napięcia przebicia z reguły uzyskuje się nie przebicie skrośne izolacji stałej, a przebicie po jej powierzchni na wzór rozwoju wyładowań powierzchniowych znanych powszechnie z obserwacji analogicznego typu układów przy napięciu przemiennym. Ponadto rzadko rozpatruje się w przypadku izolacji stałej układy o polu nierównomiernym, ponieważ w rzeczywistych układach izolacyjnych transformatora w zasadzie nie spotyka się nierównomiernego rozkładu pola w układach z preszpanem jako izolacją stałą. Analiza układów o równomiernym rozkładzie pola dodatkowo więc uniemożliwia uzyskania przebicia skrośnego preszpanu. Co więcej, mechanizm elektryczny przebicia dielektryków stałych (wynikający czysto ze zjawisk natury elektronowej) jest generalnie rzadko rozważany - w rzeczywistych układach dominującymi są bowiem przebicia natury cieplnej, przebicia spowodowane wystąpieniem wyładowań niezupełnych czy przebicia wynikających z mechanicznego uszkodzenia izolacji stałej w następstwie procesów starzeniowych [1, 5, 6]. Dostepna literatura podaje niekiedy jedynie wartości udarowego napięcia przebicia w polu równomiernym, gdzie wpływ biegunowości jest niewidoczny. Na rysunku 7 przytoczono wykres, gdzie obok udarowego napięcia przebica przytoczono także napięcie przebicia przy częstotliwosci sieciowej.



Rys. 7. *Zależność napięć przebicia preszpanu w polu równomiernym: 1 – napięcie udarowe piorunowe po impregnacji preszpanu przy ciśnieniu $2*10^{-2}$ Torr, 2 – napięcie udarowe piorunowe po impregnacji preszpanu przy cisnieniu > 1 Torr, 3 – napięcie przemienne 1-minutowe po impregnacji preszpanu przy ciśnieniu $2*10^{-2}$ Torr, 4 – napięcie przemienne 1-minutowe po impregnacji preszpanu przy ciśnieniu > 1 Torr [13]*

Niemniej w odniesieniu do pola nierównomiernego można zaprezentować pewne rozważania, w których uwzględniono w badaniach eksperymentalnych model układu izolacyjnego ostrze-

płyta z preszpanem w osi elektrod. Rozważanie takiego układu pozwoliło na pomiar udarowego napięcia przebicia w sytuacji, gdy wyładowanie elektryczne prowadzące do przebicia rozwijało się wzdłuż powierzchni preszpanu. Wyniki badań w tym zakresie, pochodzące ponownie z rozważań zaprezentowanych przez naukowców z University of Manchester [14], pokazane zostały na rysunku 8 odrębnie dla obu biegunowości udaru.



Rys. 8. *Zależność 50%-ego udarowego napięcia przebicia po powierzchni preszpanu w wybranych cieczach dielektrycznych od długości przerwy elektrodowej z uwzględnieniem krzywych reprezentujących przebicie w układzie bez preszpanu: a) ujemny udar napięciowy piorunowy, b) dodatni udar napięciowy piorunowy [14]*

Jak łatwo zauważyć, różnice pomiędzy rysunkami 6 i 7 są niewielkie porównujęc je z punktu widzenia biegunowości udaru. Wprowadzenie płyty preszpanowej niewiel zmienia warunki przebiciowe pozostawiając na tym samym poziomie różnice w udarowym napięciu przebicia. Praktycznie nie zmieniły się też relacje pomiędzy badanymi cieczami, co wskazuje, że słabe punkty odpowiedzialne za przebicie znajdują się w cieczy.

5. Wnioski

W niniejszym artykule zaprezentowano skrótowo problematykę udarowego napięcia przebicia w odniesieniu do izolacji powietrznej, ciekłej i stałej.

Przytoczone wyniki, na przykładzie pomiarów wykonanych dla próbek cieczy izolacyjnych, pokazały istony wpływ użytej metody pomiarowej na otrzymane wyniki, przy zastosowaniu tego samego układu elektrod. Należy więc, przy podawaniu wartości udarowego napięcia przebicia dokładnie opisać warunki, w jakich prowadzono pomiary lub odniesienie do normy, której uzyto.

Przedstawione rozważania jednoznacznie wskazały na wystepujące różnice pomiędzy dodatnim a ujemnym udarowym napięciem przebicia wyznaczanym w polu nierównomiernym niezależnie od rodzaju dielektyka. Różnice te, tj. dużo wyższe ujemne udarowe napięcie przeskoku w powietrzu lub przebicia w cieczy izolacyjnej, uzsykane podczas laboratoryjnych badań eksperymentalnych potwierdzją powszechnie zaakceptowany fakt wykorzystywania podczas prób udarowych transformatorów olejowych udarów o biegunowości ujemnej.

Literatura

[1] F. Mosiński, Podstawy techniki wysokich napięć, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 1994.

[2] PN-IEC 60156 "Ciecze elektroizolacyjne - Określanie napięcia przebicia przy częstotliwości sieciowej - Metoda badania".

[3] IEC-60243-1 "Wytrzymałość elektryczna materiałów elektroizolacyjnych - Metody badań - Część 1: Badania przy częstotliwości sieciowej".

[4] PN-IEC 897 "Metody wyznaczania udarowego napięcia przebicia cieczy izolacyjnych".

[5] Z. Hasterman, F. Mosiński, A. Maliszewski, Wytrzymałość transformatorów energetycznych, WNT, Warszawa, 1983.

[6] F. Mosiński, Metody statystyczne w technice wysokich napięć, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 1995.

[7] J. Galczak, J. Wodziński, Laboratorium z układów izolacyjnych oraz techniki probierczej i pomiarowej, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 1986.

[8] ASTM D3300-12 "Standard test method for dielectric breakdown voltage of insulating oils of petroleum origin under impulse conditions".

[9] Q. Liu, Z.D. Wang, F. Perrot, Impulse breakdown voltages of ester-based transformer oils determined by using different test methods, *IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenom.,* 2009, 608-612.

[10] Q. Liu, Z.D. Wang, Streamer characteristic and breakdown in synthetic and natural ester transformer liquids under standard lightning impulse voltage, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.,* 2011, 18, 285-294.

[11] P. Rozga, M. Stanek, Comparative analysis of lightning breakdown voltage of natural ester liquids of different viscosities supported by light emission measurement, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.,* 2017, 24, 991-999.

[12] P. Rozga, K. Rapp, M. Stanek, Lightning properties of selected insulating synthetic esters and mineral oil in point-to-sphere electrode system, *IEEE Trans. Dielectr. Electr., 2018, 25,* 1699-1705.

[13] Wiedmann Guidance Book.

[14] Q. Liu, Electrical performance of ester liquids under impulse voltage for application in power transformers, PhD thesis, University of Manchester, 2011.

BEZPOŚREDNIE OZNACZANIE STOPNIA ZAWILGOCENIA TRANSFORMATORÓW MOCY

DIRECT MOISTURE DETERMINATION OF POWER TRANSFORMERS

Mario Scala, Christian Bonini
Siemens AG, Austria

SUMMARY

New transformers are expected to be delivered in a dry state to retain good properties during operation over decades. However, the method of moisture determination is not specified. The state of the art is dew point measurement of the air inside the tank of the complete transformer. The moisture content of the insulation surface can be derived by applying equilibrium charts. This poses the question of whether the moisture condition of the surface can offer an overall view of the insulation as a whole. This report shows the moisture condition of insulation samples of different dimensions during active part processing as control samples. Pressboard samples with few millimeters of thickness and solid plates up to 100 mm thickness are examined.

The vapor phase drying technique for the total active part effectively dries insulation parts. However, the good dry state is not maintained up to delivery of the transformer. The finalization of the active part requires the application and adjustment of clamping pressure to guarantee an adequate quality of short circuit strength and low noise generation.

Depending on the factory condition, the moisture of ambient air is a variable source of moisture for the insulation surface, typically in a range of depth below 2 mm and, to a lesser extent, also the insulation at greater depths. In given examples up to transformer delivery, the moisture level in bulk insulation layers increase about 0.2%, while the resulting surface condition depends on the effectiveness of the vacuum to remove the intensive humidification of the surface.

Paper samples are extremely sensitive to humidity in case of air exposure when sampling – especially when they are not immersed in oil. They must not be used for checking the drying quality of processing.

In this paper, a procedure is indicated for determining the moisture in insulation samples, minimizing the influence of contamination by humid air during the sampling process. In addition, a procedure is also shown for providing a moisture profile distribution below the surface in a simplified way.

The minimum moisture occurs in between the two extreme positions: the surface layer affected by humid air and a position far from surface toward center of the material with a long moisture diffusion path and reduced drying efficiency.

Equilibration by moisture diffusion during a heat run helps to reduce spots with increased local moisture levels. In the center between 4 drying holes, the moisture level was 33% above the value close to the drying holes. A heat run simulation reduced the difference. During transformer operation, this homogenization process in thick and large laminated pressboard parts will also occur.

KEYWORDS: Drying, vapor phase, moisture, cellulose, laminated board, Karl Fischer titration

[1] mario.scala@siemens.com

1. Introduction

For more than a hundred years, the oil-cellulose insulation system has been proved to be an excellent material for high voltage applications with good properties for withstanding electrical, mechanical and thermal stress.
Due to the hygroscopic nature of cellulose, its moisture during manufacturing and also in transformer operation must be controlled to acceptable values. Moisture causes swelling of cellulose with dimensional changes which may exceed the tolerances for electrical and mechanical properties. During operation, moisture accelerates the aging of the system.

Therefore, drying is an essential process step during transformer manufacturing.
New cellulosic insulation from the stock can increase moisture values, typically in the range of 3 up to 8%.
In transformers, about 90% of this amount of moisture must be removed. However, answering the simple question of the moisture level of the transformer requires good knowledge of moisture adsorption, absorption and migration in cellulosic insulation.

2. Drying processing steps

There are non-standardized procedures for processing transformers. The procedure may also be influenced by design properties and manufacturing capabilities. One parameter is the contamination of dried parts with humid air, which is influenced by the level of exposure to humid atmosphere. This depends on environmental conditions, local equipment, specific requirements and the complexity of design regarding manufacture issues. With these aspects in mind, the table below provides an overview of processing steps, without taking specific activities into account.

TABLE 1: Example of schematic description of processing for power transformers (core-type)

#	MATERIAL / Manufact. STEP	PROCESS	Insulation in
1	Preparation of insulation parts, windings, blocks of windings	Drying, pressing/ stabilization/ partial impregnation with oil	-
2	Windings & core & leads …	Active part assembling	Air
3	Active part drying	Main drying process	-
4	Active part securing	Applying final clamping-forces	Air*
5	Active part in tank	Tanking	Air*
6	Evacuation	Evacuation & pressure rise measurements	-
7	Transformer assembly	Oil filling and draining can be done before assembling (as in 4.3) Installation of bushings, coolers, …	Air*
8	Preparation factory acceptance test "FAT"	Evacuation, oil filling & impregnation & oil-treatment	Oil
9	Factory acceptance test	… with or without heat run	Oil
10	Preparation transformer dispatch	Oil drain, dismount bushings, …	Air*
		Evacuation & pressure rise measurement	-
	Moisture determination	Filling with dry-air, dew point measurement	-
11	Dispatch		

*) atmospheric air or dried air ("desert climate condition")

Regarding moisture, the critical part of processing takes place between the main drying of the active part (# 3 in TABLE 1) up to preparation for dispatch (#11).

The main drying process (#3) is based on heating in what is called the vapor phase, with kerosene as the typical vapor source. The heat transfer with the convection of hot vapor is intensified by the heat generated by vapor condensation on cold surfaces. The final vacuum phase without vapor removes moisture, even from thick insulation parts. This process is driven by the increased mobility of moisture at high temperature levels inside solid insulation and by the partial moisture vapor pressure, which shows a gradient between the inner parts of insulation and the vacuum outside of solid materials.
In the following manufacture steps (#4, etc.), exposure to atmospheric air and humidity is kept as low as possible. After air exposure, the evacuation (#6) removes the moisture from the insulation surface. However, a residual portion of moisture continues to migrate into the solid insulation during evacuation [1].
The evacuation process (#6) removes residual kerosene, air and other gas from the solid insulation. This is necessary to achieve a good state for a later impregnation with oil.

3. Measurement techniques for direct moisture determination in samples

Without oil impregnation, the moisture increase in insulation parts can be determined by the weight increase of the total samples. However, to determine the absolute moisture content, the dry weight must be measured by drying in a vacuum at about 130 °C in the laboratory. This should be done at the end of weight measurements.
In principle, the weight method cannot distinguish between moisture, residual kerosene or other condensing liquids inside the insulation.
In oil-impregnated samples, the absolute moisture content is measured with Karl Fischer titration. This measurement is also recommended for non-oil immersed insulation. Here, one or more small pieces are cut from different positions of the sample prepared for the Karl Fischer device. The thickness should be in the range of 1.5 mm. Cutting must be done quickly to minimize the exchange of moisture with air.

4. Experiments with non-laminated cellulose (pressboard and paper)

Here, cellulose spacers with thicknesses of 1, 2 and 4 mm are used, as well as sometimes 0.1 mm paper.
These samples have been mounted in the active part at the bottom yoke and the upper yoke in a vertical position.

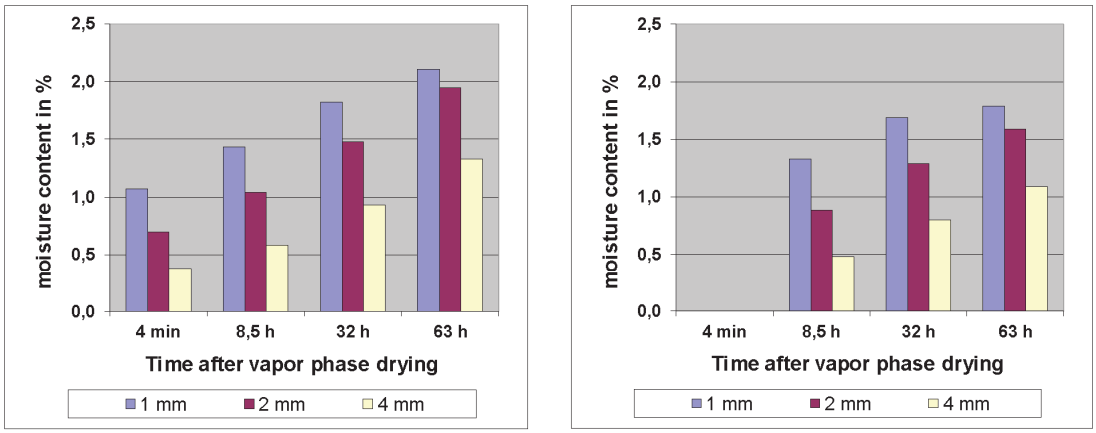
4.1. Vapor phase drying (#3 in TABLE 1)

This main drying process for the total active part is the basis for the actions which follow afterward. In the oven equipment used for this examination, the active part is cooled in the tank with desert climate air after drying. The oven is opened at time step "0", at which point the active part has already undergone several hours of humidification. The surface of the insulation and the paper in the windings does not exhibit the dry state of the prior evacuated condition.
An example of insulation material behavior upon opening the door of the oven is shown here (Fig. 1)
The weight measurement method is applied here, which provides a good measure for recognizing the absorption of moisture. There are no other absorbing materials in the atmosphere. The dry-weight of the samples is determined after the measurements.

In the first few minutes, the 4 mm sample exhibits 0.4% moisture, while the 1 mm sample comes to 1.1%. At a first glance, this result seems to show the paradox of more moisture, or the "less drying effect," of the 1 mm sample in comparison to the 4 mm sample.
This impression is incorrect, however, because a moisture level of 0.1%, for example, in a dried state – see the explanation later in Fig. 2 – is superimposed by the humidification of the desert climate air during cooling in the oven very quickly. Thin samples moisten more quickly than thick samples. This can be seen in Fig. 1 after 63 hours of moistening, where the 2 mm samples come close to the level of the 1 mm sample, while the 4 mm sample would need additional time. The thick 4 mm samples are less sensitive to humidification. Based on this finding, thin samples (e.g. paper) must not be used to check the moisture level after drying.

Generally, the sample weight increases due to exposure to air according to the relative humidity of air of 10% at 30 °C. In this desert climate, the reduced humidity reduces the humidification of the total insulation.
The effect of sample thickness can be used to check the quality of sampling. Analyzing samples with varying thicknesses indicates humidification after sampling, as indicated above.

In addition, the samples at the upper yoke position (Fig. 1 b) exhibit less moisture than those at the bottom position due to the higher temperature at the top position and due to the drying effect of upward-streaming air by the insulation underneath.



a) Samples at bottom yoke

b) Samples at upper yoke

Fig. 1: Pressboard samples ≤ 4 mm: Weight measurement results after cooling in the vapor phase oven and by humidification during securing in desert climate (see step #4 in TABLE 1)

In Fig. 2, a simple method is shown for recalculating the measured values of samples with varying thickness "d_i" from figure Fig. 1 into moisture in different layers or at different depths in a sample with the maximum thickness. The interference between the layers in the thick material is neglected. Therefore, the calculated values of the deeper layers are slightly underestimated.

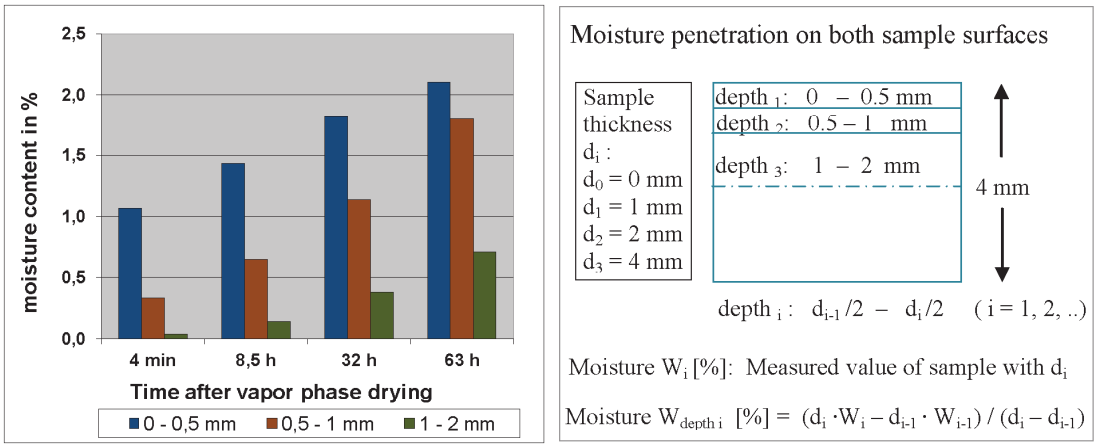


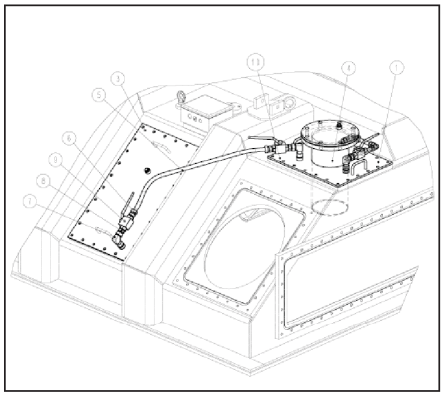
Fig. 2: Moisture layer profile:
Recalculation of moisture from single samples of Fig. 1a into moisture at varying depths

The evolution after vapor phase drying:

- Inside 4 mm thick cellulose, immediately after the vapor phase drying, there is a moisture level of about 0.1% ; see depth "1–2 mm" in Fig. 2. At the end of the drying process, the samples of lesser thickness also cannot exceed this moisture level in the evacuated state.
- After drying, ingress of moisture takes place in the well-dried insulation.
- Over 2 days, the moisture ingress takes place mainly in the surface at a depth of 0-1 mm, and moderately at a depth of 1-2 mm.
- Ambient air without drying treatment and at moderate temperature would cause increased moisture absorption after drying. The effort and expense to remove this moisture increases accordingly.

4.2. Tanking and vacuum process

In this example, tanking took place without desert climate.
To take samples in an evacuated tank state, a chamber was installed at the top of the tank with an oil inlet and outlet for circulating the oil. The chamber was evacuated together with the tank. The connection to the tank can be closed to ventilate the chamber with dried air for the extraction of samples while the tank is evacuated.



Chamber for taking samples from evacuated tank

Before evacuation (#6 in TABLE 1):

Sample	-	1 mm	2 mm	4 mm
Moist.[%]		4.3	3.3	2.2

Depth [mm]	-	0-0.5	0.5-1	1-2
Moist.[%]		4.3	2.3	1.1

After evacuation, before oil-filling (#7):

Sample	Paper	1 mm	2 mm	4 mm
Moist.[%]	0.64*	0.36	0.42	0.44

Depth [mm]	0-0.05	0.05-0.5	0.5-1	1-2
Moist.[%]	0.64*	0.31	0.48	0.46

*) humidification by air during handling

Fig. 3: Active part in evacuated tank before oil-filling; weight measurements of pressboard samples

As indicated in Fig. 3, the moisture value of the surface could be reduced from 4.3% to an acceptable level less than 0.5% by evacuation.

4.3. Oil filling

Installation of cellulose samples at tertiary turret (photo before immersion with oil)

0 hours after opening the tank (oil immersed, #7):

Sample	0.1 mm paper	1 mm
Moist.[%]	0.38	0.38

Depth [mm]	0-0.05	0.05- 0.5
Moist.[%]	0.38	0.38

7 hours after opening the tank (RH of air ≈ 50 %):

Sample	0.1 mm paper	1 mm
Moist.[%]	0.63	0.43

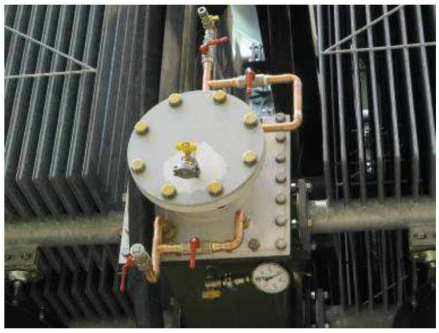
Depth [mm]	0-0.05	0.05- 0.5
Moist.[%]	0.63	0.40

Fig. 4: Active part in tank after first draining the oil (#7), and opening the tank for mounting the TW-bushings (moisture determination at the middle position of the samples with Karl Fischer method)

The oil-immersed samples show a low moisture ingress during 7 hours in humid air (RH ≈ 50%) which is restricted to a insulation depth of 0.5 mm or less.
In this procedure – after evacuation – the tank was filled with oil again (#**8**).

4.4. Sampling during heat run test

For taking samples during the heat run test in an oil-filled state, two chambers were mounted at the end of manifolds of the radiator battery, one each in the top and bottom position.



Chamber with samples in the bottom manifold

Oil temperatures and moisture levels values at the end of heat runs (#**9**):

Manifold	**ODAF**		**ONAF**	
	T [°C]	**Moist.** [%]	**T** [°C]	**Moist.** [%]
top	76	0.31	77	0.35
bottom	71	0.32	32	0.41

Fig. 5: 1 mm pressboard samples in oil installed at the bottom manifold of the radiator battery

The trend of the measured values (Karl Fischer method) is plausible. An increasing difference between top and bottom oil temperature increases the difference between the top and bottom moisture values. The values are in the same range as after first oil-filling in Fig. 4.

4.5. After heat run, after oil drain (#10)

Here, 1 mm samples were taken at the top and bottom position inside the tank. The trend of an increased moisture level at the lower temperature position is plausible. The heat run moisture distribution seems to remain unchanged.
In comparison to the samples taken after ONAF, the increased difference between both values can be related to the improved oil stream in the tank, where the oil flow at the end of the manifolds in Fig. 5 is reduced.

TABLE 2

Tank	**Moist.** [%]
top	0.30
bottom	0.47

5. Experiments with laminated cellulose (pressboard)

Thick pressboard plates consist of pressboard sheets with a thickness of 3-5 mm. The layer of glue between the sheets makes a barrier for moisture migration and oil impregnation. Therefore, what are known as drying holes are drilled into larger parts. The low performance in the cross-layer direction is thus compensated by improved layer direction properties.

Standard sample

For drying examinations, a 100 × 100 mm sample, 50 mm thick, has proved to be a good indicator for verifying the drying efficiency. In the center of this sample, there is much less sensitivity to air humidity than in the 4 mm samples. In spite of an increased moisture level in comparison to the 4 mm sample, its moisture level is low and does not require compensation for the influence of air humidity. Therefore, this standard drying sample does not indicate the lowest moisture level of drying. The moisture is determined in the center of the drying sample according to an internal procedure.

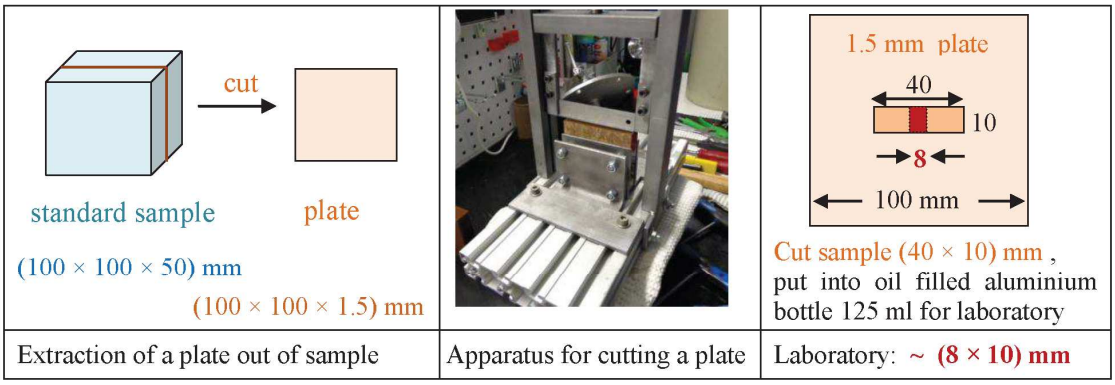


Fig. 6: Standard sample: Extraction of a sample from the center for Karl Fischer titration

Large insulation parts with drying holes

In large insulation parts with drying holes, the procedure is similar. Here pressboard plates up to (1 x 1.4 m) with a thickness of 100 mm were examined. The 100 × 100 mm sample must be extracted from this insulation part. The thickness is determined by the insulation part thickness. Moisture measurements with Karl Fischer done on samples from various laminated pressboard positions reveal a moisture level of about 2.8% upon delivery of this material to the transformer factory.

The center sample position provides the moisture level with the worst drying conditions.

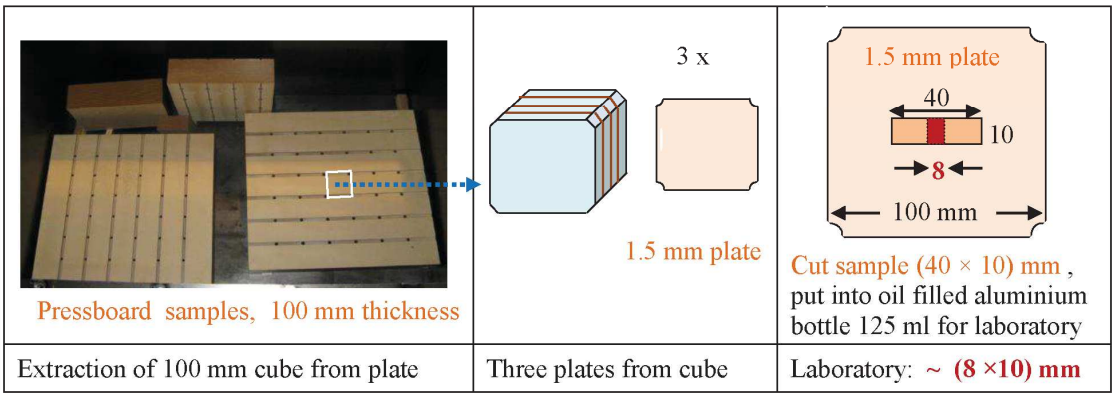


Fig. 7: Extraction of samples for Karl Fischer titration from the center of a laminated pressboard plate

The drying behavior of these parts was studied together with active part vapor phase drying.

Examples of measured values

TABLE 3: Example of moisture content [%] at the center of laminated insulation parts

	After active part drying	At dispatch
Center position in 100 mm-thick plate: - (0.3 × 0.3) m - (1 × 1.4) m	 0.6 0.65	 ~ 0.7 ~ 0.7
Standard sample (100 × 100 × 50) mm, center position	0.2	0.36

Here, the main emphasis is on the moisture in the center of large parts and between four drying holes.

In TABLE 3, the standard sample is also included. These values indicate the positions with the expectation of the maximum level of moisture and do not reflect the situation at the insulation surface.

Inhomogeneity of moisture distribution

Between different layers of a 100 mm-thick sample with drying holes, relative deviations of about 15% may occur. Another factor is the distance to the drying holes in layer direction. Therefore, Karl Fischer samples were also extracted close to the drying holes, at a distance of 10-15 mm. There, the moisture level exhibits 25% less moisture than in the center position between the four holes due to the improved drying conditions in the vicinity of the drying hole surface.

The effect of heat run on moisture equalization

This test was performed over 8 hours at 80 °C to simulate a moderate heat run with only one cooling state. During this heat treatment of the oil-impregnated pressboard, the inhomogeneity of moisture distribution could be reduced. The moisture difference between the center of the four drying holes and the surrounding area of a drying hole decreased from 25% to 15%. As a result, moisture homogenization will occur inside large parts with drying holes during operation of a transformer.

6. Conclusion

- After active part drying over 2 days of storage in air, the surface of the insulation absorbs moisture to a depth of about 2 mm. In oil-impregnated cellulose, the velocity of moisture absorption slows down and the ingress of moisture is reduced to a lesser depth.
- A controlled desert climate atmosphere is very effective in reducing humidification to the values given above.
- After tanking, a significant amount of this surface humidification – several percent of moisture after tanking before final vacuum for oil filling – is removed through the evacuation of the active part. However, during tanking and during evacuation, a residual amount of moisture continues to migrate deeper into the insulation and is not removed by evacuation. This causes an increase of moisture in the range of 0.17 % compared to the condition directly after the vapor phase drying.
- Inside large insulation parts – laminated pressboard with drying holes – the highest level of moisture occurs in the center between four drying holes, where the moisture level decreases with decreasing distance to the holes. This difference of local moisture will decreases through moisture migration and equilibration during transformer operation.
- The comparison of different layers in laminated pressboard does not define a moisture profile. However, the range of moisture values based on measurements from samples of different layers differ in the range of up to ± 0.2%. This must be considered when taking samples to determine the average maximum moisture level inside thick insulation after processing by the transformer manufacture.
- In[2], a procedure is indicated to determine the average moisture level of a transformer.

ACKNOWLEDGEMENT

Many thanks to Weidmann laboratory in Rapperswil for jointly discussing and developing test programs, for preparing pressboard samples and for carrying out a large number of moisture measurements, in addition to the Siemens laboratory in Nuremberg, as well as for editing.

BIBLIOGRAPHY

[1] Ch. Krause, H.P. Gasser, K. Kiriyanthan, "The remaining water in Power transformer insulation after drying", Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering, 2009 Johannesburg

[2] M. Scala, Chr. Bonini, "Moisture Determination and Drying Simulation at Processing of transformers" CIGRÉ Torun May 7-9, 2019, Poland