

Podstawy oceny opłacalności modernizacji transformatorów

Polskie przedsiębiorstwa energetyczne eksploatują kilka tysięcy transformatorów średniej mocy, zawierających się w przedziale od 10 MVA do 80 MVA. Łączą one sieć 110 kV należącą do *Polskich Sieci Elektroenergetycznych* z własną siecią rozdzielczą 15 kV. Najczęściej stosowane są transformatory o mocy 16 MVA, 25 MVA oraz 40 MVA. Znaczna część tych transformatorów została wyprodukowana w okresie od późnych lat 50. do końca lat 80. w Zakładach *ELTA* w Łodzi. Wyposażone one zostały m.in. w podobciążeniowe przełączniki zaczepek produkowane w Zakładach *ELTA* na licencji austriackiej firmy *ELIN*, która opracowała tę konstrukcję w latach 50. ubiegłego wieku.

W większości przypadków transformatory pracowały przy niskim obciążeniu, które zwykle nie przekraczało połowy wartości mocy znamionowej. Cechą charakterystyczną tych konstrukcji jest to, że posiadają one znaczny zapas bezpieczeństwa izolacji. W tym okresie konstruktorzy pracowali w systemie gospodarki socjalistycznej i nie mieli motywacji, aby stosować rozwiązania o konkurencyjnej cenie, a więc o małych rozmiarach i wadze, ale starali się zapewnić niezawodną pracę transformatorów pomimo dużych rozrzutów w jakości dostępnych materiałów izolacyjnych i nie zawsze powtarzalnej technologii produkcji.

Mimo przekroczenia 30 lat służby, a więc zakładanego przez konstruktora technicznego czasu życia transformatora, izolacja wielu jednostek nie jest zestarzona i po wyczyszczeniu, wysuszeniu oraz doprasowaniu uzwojeń może jeszcze pracować przez następne 10 do 15 lat.

Czynnikiem decydującym o opłacalności dalszej eksploatacji takich transformatorów są straty biegu jałowego, które rozpraszają energię 24 godziny na dobę i 365 dni w roku. W pierwszych latach produkcji Zakłady *ELTA* stosowały na rdzeń magnetyczny blachę stalową walcowaną na gorąco, która powodowała kilkakrotnie większe straty w porównaniu ze współczesnymi zimno-walcowanymi blachami o zorientowanych domenach magnetycznych. W takim przypadku modernizacja jest nieopłacalna, ponieważ koszt wymiany rdzenia i uzwojeń jest porównywalny z kosztami nowej jednostki.

Innym istotnym problemem w eksploatacji starszych jednostek są odkształcenia uzwojeń, które powstają w wyniku działania sił dynamicznych powstających podczas zwarć sieciowych i przepięć. Po dłuższym okresie pracy celuloza traci elastyczność, przez co zanika początkowe sprasowanie uzwojeń, które zapewniało im odpowiednią wytrzymałość mechaniczną w czasie zwarć. Przesunięcie lub odkształcenie zwojów bądź cewek nie zawsze prowadzi do natychmiastowego elektrycznego przebicia izolacji, lecz w każdym przypadku powoduje zmniejszenie zaprojektowanych przerw olejowych. W rezultacie, ryzyko rozległej awarii

i uszkodzenia transformatora rośnie z kolejnym przepięciem atmosferycznym lub zwarciem sieciowym. Należy przy tym podkreślić, że koszt wymiany uzwojeń jest na tyle wysoki, iż może zadecydować o nieopłacalności modernizacji.

Z drugiej strony, prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych nie sprzyja inwestowaniu w nowe transformatory, bo powoduje zwiększenie wartości majątku i wynikający z tego wzrost kosztów własnych firm. Dlatego obserwuje się tendencję do maksymalnego wydłużania czasu eksploatacji istniejących jednostek, przy czym konieczność zachowania odpowiedniej niezawodności pracy zmusza do uzasadnionych nakładów remontowych i modernizacyjnych.

Należy przy tym zwrócić uwagę, że w przypadku instalowania nowych transformatorów, ograniczenia narzucane przez ochronę środowiska wymagają budowy kosztownych mis olejowych. Natomiast remont bądź modernizacja istniejącego transformatora nie jest objęta przepisami o zapobieganiu skażeniu gruntu olejem wyciekającym kadzi i pozwala na wymierne oszczędności.

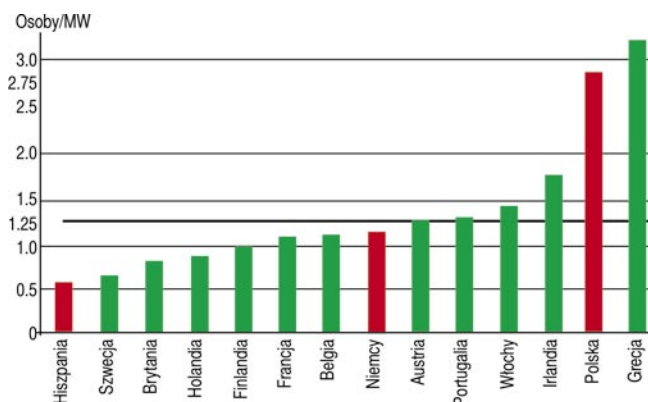
Opłacalność modernizacji transformatorów po dłuższej eksploatacji musi być zatem szacowana indywidualnie dla każdej jednostki, przy czym bardzo istotnym jej składnikiem jest ocena stanu technicznego. Na jej podstawie ustala się bowiem zakres remontu oraz przewidywany okres eksploatacji przy założonych parametrach. Elementy te w dużej mierze warunkują sens całego zamierzenia.

Głównymi składnikami rzetelnej oceny stanu technicznego transformatora są nowoczesne metody diagnozowania stanu izolacji, uzwojeń, przepustów oraz przełącznika zaczepek. Wstępny szacunek wskazuje, że koszt zastąpienia wysłużonej jednostki nowym transformatorem jest około pięciokrotnie wyższy od kosztu modernizacji przedłużającej eksploatację o dalsze 10, a nawet 15 lat. Na pozór więc decyzja o zmodernizowaniu transformatora wydaje się ekonomicznie oczywista, jednak dopiero szczegółowa analiza stanu technicznego transformatora w połączeniu z innymi czynnikami związanymi ze strategią działania firmy pozwala ostatecznie podjąć decyzję o wymianie bądź remoncie jednostki. Warto przy tym podkreślić, że szacunkowy koszt badań i oceny stanu technicznego wynosi tylko około 5% kosztu modernizacji.

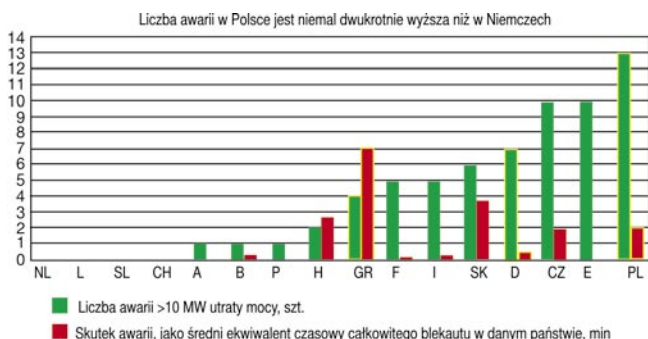
Niniejszy artykuł przedstawia generalne uwarunkowania rynkowe, które stymulują rewitalizację majątku sieciowego przedsiębiorstw dystrybucyjnych oraz produkujących energię elektryczną. Prezentuje również najważniejsze metody pozwalające dokonać kompleksowej oceny stanu technicznego oraz analizuje główne techniczno-ekonomiczne składniki kosztów modernizacyjnych, które mogą wspomagać proces decyzyjny w zakresie zarządzania populacją transformatorów.

Przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce w porównaniu z krajami Unii Europejskiej

Niezależnie od spodziewanych decyzji dotyczących prywatyzacji przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją i produkcją energii elektrycznej, proces dostosowywania się do standardów Unii Europejskiej będzie postępował i nieuchronnie spowoduje zmniejszenie się zatrudnienia pracowników etatowych oraz zaostrenie wymagań dotyczących niezawodności dostaw energii. Aby ocenić zakres nadchodzących zmian, na rysunkach 1 i 2 przedstawiono generalne wskaźniki eksploatacyjne w różnych krajach Unii.



Rys. 1. Zatrudnienie na 1 MW mocy zainstalowanej w krajach Unii Europejskiej [1]

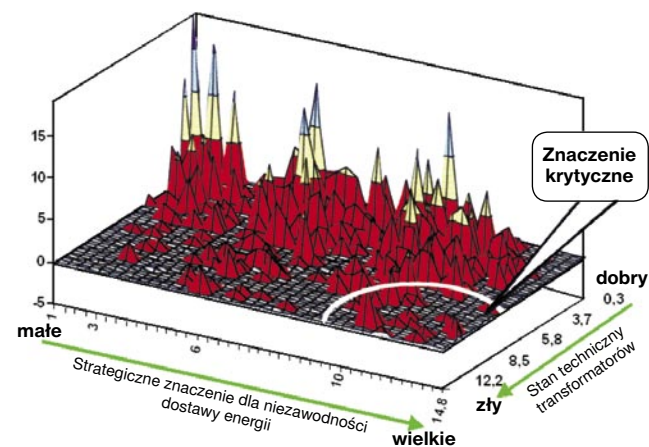


Rys. 2. Awarie powyżej 10 MW utraty mocy w krajach Unii Europejskiej i ich skutki [1]

Z rysunków 1 i 2 wynika, że pomimo relatywnie większego zatrudnienia w Polsce, liczba awarii jest kilkakrotnie większa w porównaniu z większością krajów UE. Przy czym analiza wskazuje, że w przeważającej mierze są to drobne awarie, które nie wpływają znacząco na przerwę w dostawie energii. Niemniej jednak geograficzno-ekonomiczne usytuowanie polskiego systemu energetycznego w Europie stawia przed przedsiębiorstwami energetycznymi zadanie osiągnięcia w ciągu najbliższych lat standardów Unii Europejskiej w zakresie ciągłości dostawy energii przy jednoczesnym zmniejszeniu zatrudnienia oraz wypracowaniu zysku.

W takiej sytuacji, uwzględniając kondycję ekonomiczną spółek i uwolniony rynek energii, wydaje się, że inwestycje w nowe, kosztowne elementy infrastruktury sieciowej (np. transformatory) muszą być rozciągnięte w czasie i odwołane do momentu, kiedy wymiana istniejącego wyposażenia stanie się niezbędna.

W przypadku transformatorów decyzje takie można racjonalnie podjąć na podstawie listy rankingowej posiadanych jednostek, która ocenia transformatory pod kątem potrzeby modernizacji lub wymiany, koniecznych funduszy na ten cel oraz terminów realizacyjnych. Istotnymi czynnikami przy ustalaniu listy rankingowej jest stan techniczny oraz znaczenie danej jednostki dla niezawodności działania sieci.



Rys. 3. Przykład wyznaczenia listy rankingowej transformatorów w eksploatacji [2, 3]

Na rysunku 3 pokazano przykładową, opracowaną przez grupę roboczą CIGRE, listę rankingową populacji 900 transformatorów o różnym stanie technicznym i znaczeniu dla zasilania odbiorców. Przyjęte wskaźniki pozwalają wyodrębnić z niej jednostki o znaczeniu krytycznym, które powinny być modernizowane bądź wymieniane w pierwszej kolejności. Są to przeważnie duże jednostki o zaawansowanym wieku eksploatacji. Natomiast w małych transformatorach rozdzielczych o niewielkim strategicznym znaczeniu dla zapewnienia ciągłości dostaw energii zalecane jest wykonywanie niewielkich prac serwisowych.

Znaczącym elementem przy podejmowaniu decyzji o modernizacji bądź wymianie transformatorów są koszty eksploatacji, które przede wszystkim wytwarzają straty jałowe i obciążeniowe. Obecnie w Polsce koszty te nie są jednoznacznie skalkulowane, co jest pośrednim skutkiem obowiązującego systemu rozliczenia energii. W przeważającej mierze nie obciążają one bowiem przedsiębiorstw dystrybucyjnych, a ponoszone są przez odbiorcę energii.

Ostatnio jednak, w związku z oceną ofert na dostawę nowych transformatorów, *Polskie Sieci Elektroenergetyczne* podały skapitalizowane jednostkowe koszty strat, od tego uzależniono bowiem cenę zakupu (tab. 1).

Tabela 1
Skapitalizowany koszt strat wg PSE

Koszty strat	Rok	1997	1999	2001	2005
Biegu jałowego	USD/W	3.5	6.0	5.0	5.0
Obciążeniowych	USD/W	1.3	3.8	3.0	2.5

W polskim systemie przesyłowym w wielu stacjach zainstalowane są dwa transformatory, które z reguły pracują przy stosunkowo niskim obciążeniu (~60% mocy znamionowej). W konsekwencji straty obciążeniowe są niewielkie, bo zależą od prądu obciążenia w kwadracie. Z drugiej strony najbardziej korzystna jest sytuacja, kiedy bieżący koszt strat obciążeniowych jest porównywalny z kosztem strat jałowych, co powoduje, że optymalny stosunek kosztu skapitalizowanych strat biegu jałowego do strat obciążeniowych jest jak 2:1.

W przypadku gdy transformatory pracują przy wyższym średnim obciążeniu, jak np. transformatory blokowe w elektrowniach, stosunek ten powinien być większy.

Największy koszt strat występuje w transformatorach rozdzielczych, ponieważ energia dostarczona do sieci niskiego napięcia została już obciążona kosztami przesyłu i transformacji. W krajach europejskich występują duże różnice w ocenie skapitalizowanego kosztu strat w sieci rozdzielczej, ale w każdym przypadku stosunek kosztu strat biegu jałowego do strat obciążeniowych jest znacznie większy od 2:1 (tab. 2) [4]. Jest to niewątpliwie zasługą lepszego doboru mocy znamionowych transformatorów do istniejącego średniego obciążenia sieci.

Tabela 2
Skapitalizowany koszt strat w sieci rozdzielczej krajów UE

Kraj	Straty biegu jałowego, EU/W	Straty obciążeniowe, EU/W
Niemcy	3.5 ↔ 4.0	0.7 ↔ 1.0
Szwecja	3.5 ↔ 7.0	0.4 ↔ 0.8
Austria	4.0 ↔ 7.0	0.8 ↔ 1.8
Szwajcaria	7.5	1.9
Finlandia	3.5	0.3

W polskich uwarunkowaniach ekonomicznych przykład wyceny oszczędności wynikających ze zmniejszenia strat biegu jałowego transformatora podano ostatnio w [5]. Porównano koszt strat generowany przez wyprodukowany w 1988 roku transformator 115/15 kV o mocy 40 MVA ($P_j = 32,1$ kW), z identycznym, nowym transformatorem z roku 2005 ($P_j = 12,9$ kW).

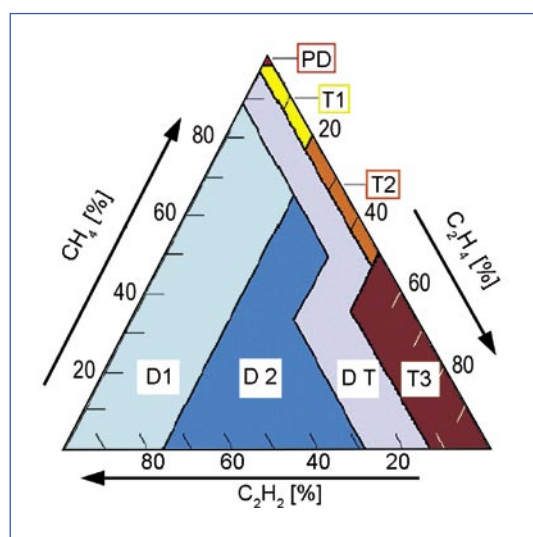
Elementy kompleksowej oceny stanu technicznego transformatora

Badanie oleju transformatorowego

Ocena stopnia zesterzenia i zawilgocenia izolacji oraz występowania wielu niepożądanych procesów fizykochemicznych w transformatorze dokonywana jest na podstawie zawartości gazów rozpuszczonych w oleju i badań właściwości oleju. Należy tu podkreślić, że w wielu starszych jednostkach rezultat tych badań często zależał od samej konstrukcji transformatora. Komora łącznika mocy podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ) transformatorów produkowanych np. przez Zakłady ELTA była

bowiem wykonywana z papieru bakelizowanego, który pod wpływem wysokiej temperatury oleju ulegał deformacjom, co z kolei powodowało nieszczelność i przeciek oleju z komory łącznika mocy do kadzi transformatora. Co więcej, stosowano wspólny konserwator dla oleju z kadzi i oleju z komory łącznika mocy. Skutkiem tego gazy palne powstające podczas gaszenia łuku w komorze łącznika mocy przenikały do oleju w kadzi transformatora i analiza chromatograficzna z reguły nie dawała poprawnych wyników. W transformatorach, które posiadają oddzielne komory przełącznika zaczepów problem ten zwykle jest mało znaczący. Niemniej jednak, niezależnie od konstrukcji, wyznaczanie wytrzymałości elektrycznej oleju, współczynnika strat dielektrycznych (tgδ), a także zawartości furanów (zwłaszcza 2FAL) pozwala na ocenę stopnia zesterzenia celulozy i oleju.

Bardzo ważną czynnością jest sposób pobierania próbek oleju, ponieważ lotne gazy, takie jak wodór, mogą odparować z nieszczelnego naczynia i wówczas analiza chromatograficzna nie odzwierciedla rzeczywistego składu rozpuszczonych w niej gazów. Dlatego zaleca się stosowanie specjalnych, hermetycznych strzykawków oraz dołączonych do nich zestawu odpowiednich pojemników. Zawartość wilgoci w izolacji stałej można wyznaczyć pośrednio na podstawie określenia ilości wody w próbkach oleju. Metoda ta wymaga jednak szczególnej procedury przy pobieraniu próbek oraz dobrej znajomości historii pracy transformatora w ostatnich kilku miesiącach, co nie zawsze jest przestrzegane w praktyce pomiarowej.



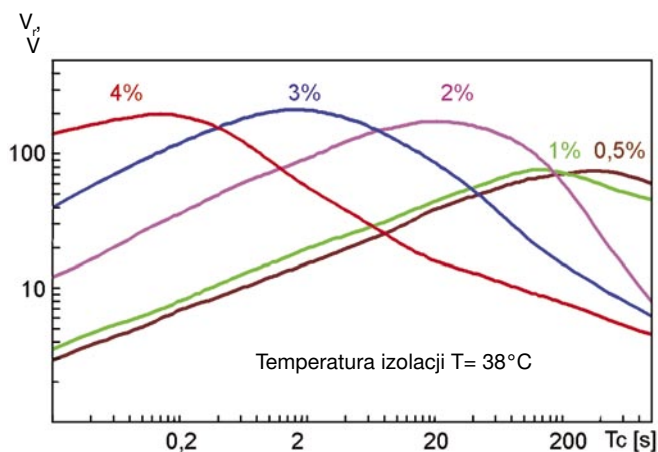
Rys. 4. Trójkąt Duvala do określenia rodzaju uszkodzenia na podstawie ilorazu zawartości gazów rozpuszczonych w oleju
 PD – wyładowania niepełne, T1 – przegrzanie poniżej 300°C, T2 – przegrzanie pomiędzy 300 i 700°C, T3 – przegrzanie powyżej 700°C, D1 – iskry o niskiej energii, D2 – łuk o wysokiej energii, DT – przegrzania i uszkodzenia elektryczne

Głównym pożytkiem z badania oleju jest możliwość wczesnego wykrywania szkodliwych procesów fizycznych i chemicznych występujących w transformatorze. Przede wszystkim dotyczy to takich zjawisk, jak wyładowania niepełne i łukowe oraz degradacja termiczna izolacji spowodowana lokalnym nadmiernym przyrostem temperatury. Identyfikacji tych procesów dokonuje się na drodze analizy chromatograficznej gazów rozpuszczonych w oleju (DGA).

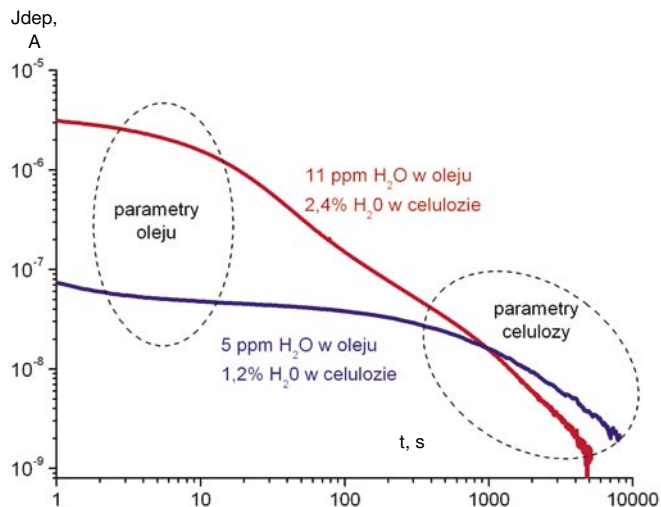
Interpretacja wyników analizy (DGA) została zainicjowana przez Michela Duvala z Instytutu Badawczego *Hydro-Quebec* w Montrealu, który opracował metodę graficzną zwaną „Trójkątem Duvala” (rys. 4). Obecnie istnieją różne procedury analityczne, które normalizowane są np. przez amerykańskie stowarzyszenie inżynierów elektryków (IEEE), Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną (IEC) czy też normy rosyjskie. Istnieją także kody zaproponowane przez specjalistów takich jak Rogers lub Doernenburg. Ostatnio, coraz częściej, końcową diagnozę stanu izolacji na podstawie analizy DGA opracowuje się z uwzględnieniem różnych, wzmiankowanych wyżej metod, ale niezbędny jest specjalista o wysokich kwalifikacjach dysponujący specjalistycznym programem analitycznym. Program taki opracowany został m.in. przez Politechnikę Łódzką [6]. Analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju jest od lat wykonywana przez takie firmy, jak *Energopomiar*, Instytut Elektrotechniki oraz szereg laboratoriów w elektrowniach i w spółkach dystrybucyjnych. Ostatnio producent olejów transformatorowych *Nynas Naphtenics* rozpoczął działalność usługową w Polsce, polegającą na badaniu próbek oleju pobranych z transformatorów i interpretację wyników opartą na wieloletnim doświadczeniu zebranych w wielu krajach świata. W tym zakresie nawiązał współpracę m.in. z firmą *Energocomplex* z Chorzowa.

Badania izolacji stałej metodami polaryzacyjnymi

Stopień zawilgocenia izolacji stałej transformatorów można bezpośrednio wyznaczyć stosując różne warianty pomiarów zjawisk polaryzacyjnych. Praktyczne znaczenie uzyskały metody oparte na pomiarze napięcia powrotnego polaryzacji przyrządem RVM (*Recovery Voltage Meter*), pomiarze charakterystyki częstotliwościowej $tg\delta$ oraz C – pojemności izolacji w zakresie od 0,1 mHz do 100 Hz mostkiem FDS (*Frequency Domain Spectroscopy*), a także na rejestracji prądów polaryzacji i depolaryzacji (PDC – *Polarization Depolarization Current*). Wszystkie te metody przeznaczone są do zastosowania w miejscu zainstalowania transformatora. Analiza uzyskanych charakterystyk pozwala na ocenę zawartości wilgoci oraz stopnia zesterzenia celulozy [7]. Politechniki w Poznaniu i Szczecinie oraz *Energocomplex* z Chorzowa są wyposażone w takie przyrządy i zgromadziły cenne doświadczenia w zakresie oceny stanu izolacji transformatorów.



Rys. 5. Przebieg napięcia powrotnego zarejestrowany dla czterech różnych zawartości wody w izolacji stałej transformatora



Rys. 6. Charakterystyka prądu rozładowania (depolaryzacji) dwóch transformatorów o różnym stopniu zesterzenia i zawilgocenia izolacji

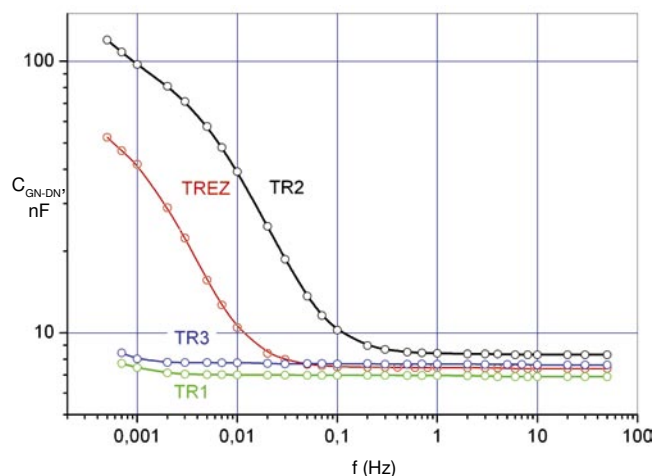
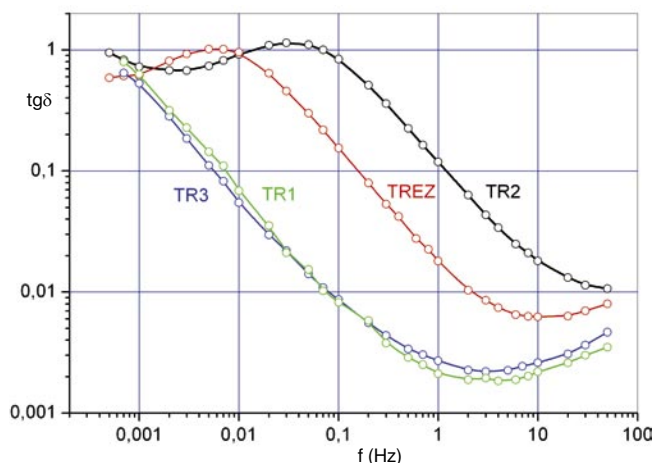
W Polsce najbardziej rozpowszechniony jest pomiar napięcia powrotnego polaryzacji, polegający na przyłożeniu do badanej izolacji napięcia stałego, następnie rozładowaniu jej pojemności geometrycznej i rejestracji zależności maksymalnej wartości napięcia powrotnego V_r w funkcji czasu ładowania T_c . Czas, po którym napięcie powrotne uzyskuje największą wartość jest ściśle skorelowany ze stopniem zawilgocenia oraz temperaturą izolacji i służy za podstawę wyznaczenia ilości wody zgromadzonej w preszpanie oraz papierze (rys. 5).

Rejestracja zmian w czasie prądu ładowania i rozładowania pojemności izolacji transformatora jest podstawą metody PDC. W tym sensie metoda ta jest znaczącym rozwinięciem stosowanych przez wiele lat pomiarów współczynnika R_{60}/R_{15} . Analityczne wyznaczenie czasów własnych szybko- i wolnozmiennych relaksacji oraz przewodnictwa stałych elementów układu izolacyjnego (preszpan, papier) jest podstawą szacowania ilości wody zgromadzonej w preszpanie i papierze (rys. 6).

Na rysunku 7 pokazano, na przykładzie czterech transformatorów blokowych, zmiany współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ oraz pojemności między przepustami wysokiego i niskiego napięcia (C_{GN-DN}) w funkcji częstotliwości przyłożonego napięcia. Charakterystyki te są podstawą metody FDS. Zawartość wody w izolacji stałej transformatorów wyznacza się w tej metodzie na drodze matematycznej analizy zależności $tg\delta = f(f)$ $C_{GN-DN} = f(f)$ przy wykorzystaniu uproszczonego modelu X-Y izolacji głównej transformatora. W przypadku badanych jednostek 10,5/115 kV o mocy 75 MVA (TR1, TR2, TR3) oraz 68 MVA (TRESZ), wynosiła ona odpowiednio 1,2%, 3,2%, 1,4% oraz 3,1%.

Powyższy przykład ilustruje ogólną zasadę, że w miarę zwiększania się ilości wody w izolacji transformatorowej ekstremum częstotliwościowej charakterystyki $tg\delta$ przesunęła się w stronę wyższych częstotliwości przy jednoczesnym dużym wzroście pojemności układu.

Obserwowane na rysunku 7 przesunięcie, mimo podobnego zawilgocenia, ekstremów $tg\delta$ dla TR2 i TRESZ wynika z dużej różnicy temperatury izolacji w czasie pomiaru. Temperatura górnej warstwy izolacji jednostki rezerwowej (TRZ) w chwili pomiaru wynosiła bowiem tylko 5°C, podczas gdy w TR2 24°C.

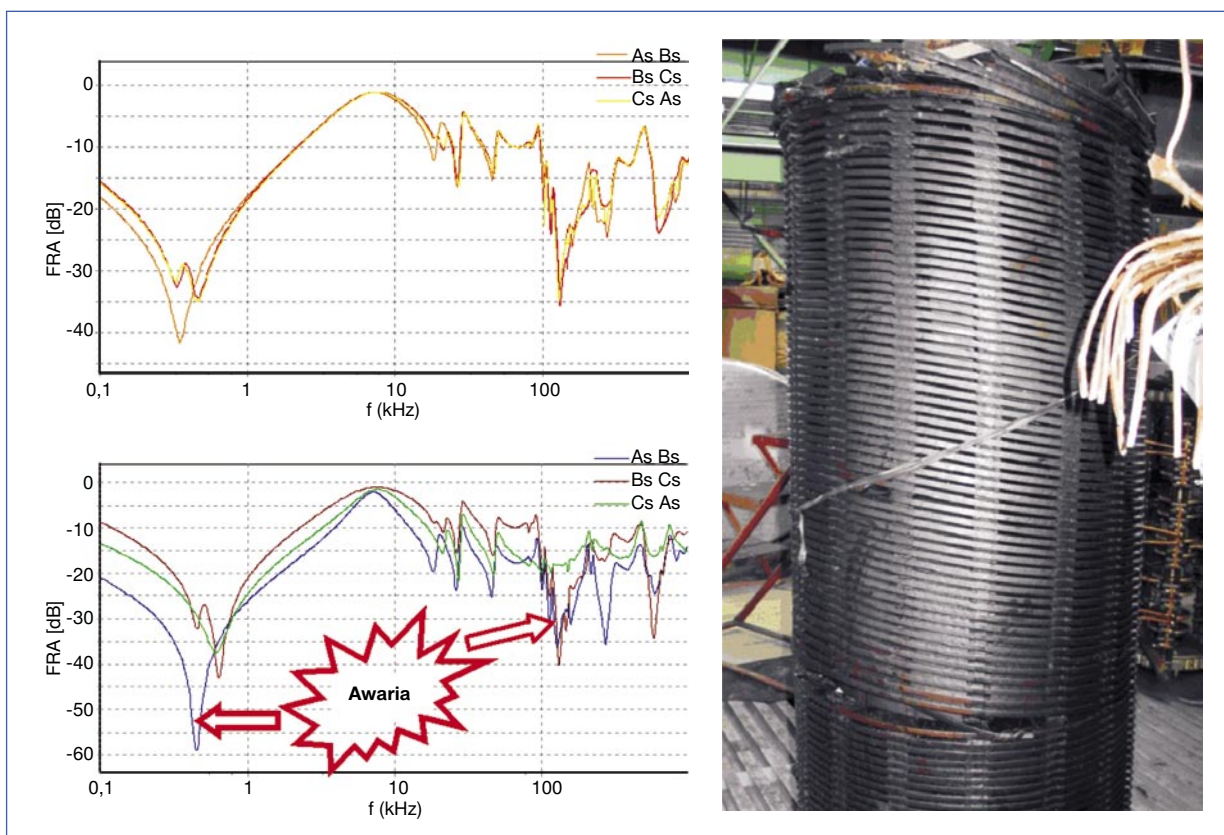


Rys. 7. Zależność współczynnika strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ oraz pojemności $C_{\text{GN-DN}}$ od częstotliwości zarejestrowana pomiędzy trzema przepustami wysokiego i niskiego napięcia czterech transformatorów blokowych

Teoretycznie wszystkie trzy metody polaryzacyjne powinny dawać takie same wyniki, jednakże pomiary w dziedzinie czasu i częstotliwości są równoważne tylko przy założeniu liniowego charakteru zjawiska polaryzacji. W rzeczywistości takie czynniki, jak silna zależność przewodnictwa oleju i zjawisk relaksacyjnych od temperatury oraz zależność polaryzacji na granicy ośrodków, tj. na granicy preszpanu i oleju, od równowagi termodynamicznej stężenia wody w oleju i papierze powoduje pewne rozbieżności w wynikach uzyskanych z metod RVM, FDS oraz PDC [8, 9].

Obserwacje te potwierdza wykonana przez *Energo-Complex* analiza dużej populacji pomiarów, która wskazuje, że w niektórych przypadkach otrzymanie poprawnej diagnozy stanu zwilgocenia wymaga jednoczesnego stosowania co najmniej dwóch metod (np. PDC wraz z FDS) [10].

Z drugiej strony, z punktu widzenia ewentualnej decyzji o zakresie remontu, spotykany rozrzut wyników uzyskanych różnymi metodami nie jest zbyt wielki, bo dla praktyki eksploatacyjnej istotne jest stwierdzenie czy nie przekroczono dopuszczalnej 3-procentowej zawartości wilgoci w preszpanie.



Rys. 8. Odpowiedź częstotliwościowa uzwojenia GN transformatora 25 MVA, 115/6,6 kV, zarejestrowana przed (górny wykres) i po (dolny wykres) uszkodzeniu uzwojeń przez prąd zwarcia

Wykrywanie odkształceń uzwojeń

Na rysunku 8 podano przykład awarii transformatora spowodowanej działaniem zwarciovych sił dynamicznych na uzwojenia, które utraciły dopuszczalne właściwości mechaniczne. Parametry te zapewnia odpowiednie, początkowe sprasowanie konstrukcji uzwojenia. Jednak wskutek wieloletniego termicznego starzenia, celuloza zatracza sprężystość i siła nacisku szczęk prasujących ulega stopniowemu zmniejszeniu.

Zaprojektowana przez konstruktora wytrzymałość na siły posiowe maleje i zwykle zwarcie w zasilanej przez transformator sieci może spowodować zniszczenie uzwojeń. Niewielkie odkształcenie uzwojeń na ogół nie powoduje natychmiastowego elektrycznego przebicia izolacji, jednakże zmniejszone rozmiary przerw olejowych oraz skruszony papierowy oplot miedzianych przewodów znacznie ją osłabia i kolejne przepięcie atmosferyczne bądź łączeniowe może spowodować jej uszkodzenie. Zatem wczesne wykrycie takich odkształceń pozwala uniknąć nadchodzącej awarii, kosztów z nią związanych oraz poprawić niezawodność zasilania odbiorców. Pierwsze pomiary mające na celu wykrycie odkształceń uzwojeń za pomocą pomiarów admitancji uzwojeń w pewnym spektrum częstotliwości były prowadzone w latach 60. przez W. Lecha i L. Tymińskiego, którzy zapoczątkowali tę metodę diagnostyczną na świecie.

Od czasu tych pionierskich badań zostały zbudowane zautomatyzowane przyrządy do rejestracji odpowiedzi częstotliwościowej (*FRA – Frequency Response Analysis*). Rejestrują one charakterystykę częstotliwościową funkcji przenoszenia lub admitancji uzwojenia przeważnie w zakresie częstotliwości 100 Hz – 1 MHz. Diagnoza przesunięcia uzwojeń polega na porównaniu charakterystyk rejestrowanych na tym samym uzwojeniu w pewnych odstępach czasu lub rejestrowanych na sąsiednich uzwojeniach fazowych czy też w bliźniaczych transformatorach. Zmiana geometrii określonych fragmentów uzwojenia powoduje bowiem zmianę funkcji przenoszenia w pewnym zakresie częstotliwości (rys. 8).

W Polsce rejestrację odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń zapoczątkował *Energo-Complex*, który zgromadził doświadczenia na niemal stu transformatorach średniej i wielkiej mocy [11,12]. W fabryce *ABB* (dawna *ELTA*) w Łodzi pomiary takie są już wykonywane w nowych jednostkach. Stanowią one załącznik do dokumentacji jako krzywe wzorcowe, ułatwiające późniejszą interpretację pomiarów wykonanych po wielu latach eksploatacji.

Charakterystyka elementów kosztów modernizacji

Czyszczenie i suszenie uzwojeń

Niemal cała wilgoć jest zawarta w celulozie, a jedynie znikoma jej część przenosi się cyklicznie do oleju podczas zmian temperatury transformatora. Stosunkowo często stosowane wirowanie oleju podczas pracy transformatora nie jest w stanie usunąć wilgoci z celulozy i w krótkim czasie po takim suszeniu olej ponownie ulega zawilgoceniu. Dobre efekty daje natomiast suszenie izolacji w zakładzie remontowym wyposażonym w suszarnię próżniową, w której wyjęty z kadzi transformator jest podgrzewany, natryskiwany gorącym olejem a para wod-

na jest usuwana przez pompy wirujące z tzw. *gas-balast* oraz pompy kułakowe (*Rootsa*). Technologia ta pozwala zmniejszyć stopień zawilgocenia izolacji nawet poniżej 0,5%. Procedurze suszenia towarzyszy zwykle sprawdzenie stopnia sprasowania uzwojeń, co na ogół powoduje konieczność dociśnięcia śrub prasujących uzwojenie. Ponadto konieczne jest wyczyszczenie przegród i dostępnej części uzwojenia z nalotów sadzy oraz, w miarę możliwości, usunięcie szlamu z kanałów olejowych.

Wymiana oleju

Znaczącą pozycją w budżecie modernizacji jest całkowita wymiana oleju izolacyjnego. Jednak dla zapewnienia niezawodnej pracy transformatora na kolejne 10–15 lat czynność ta jest niezbędna. Poniesiony koszt można jedynie obniżyć np. poprzez sprzedaż zużytego oleju przedsiębiorstwom zajmującym się jego regeneracją.

Wymiana radiatorów

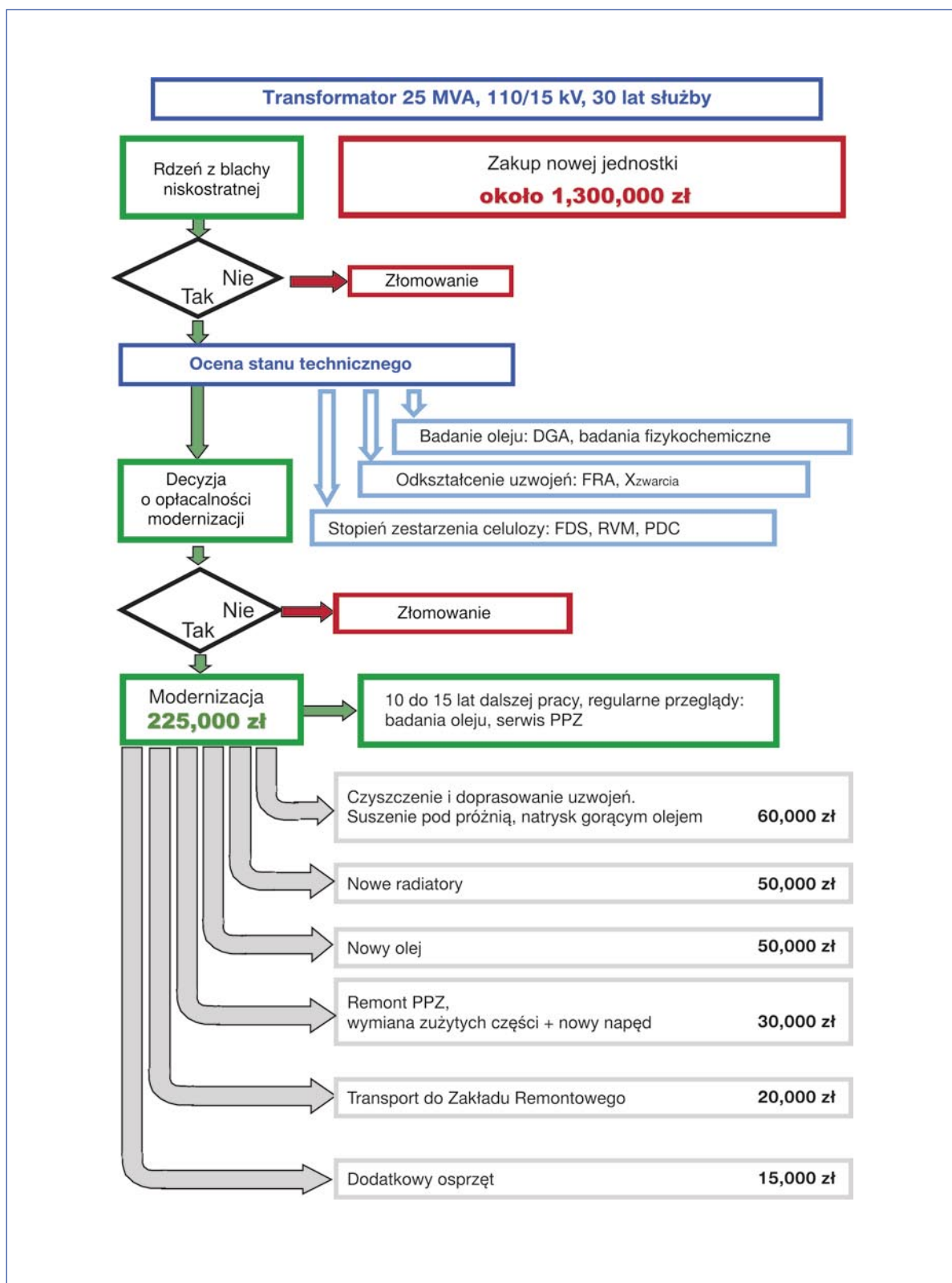
W czasie wieloletniej pracy transformatora następuje sukcesywne osadzanie się szlamu na wewnętrznych ściankach radiatorów. W rezultacie przekrój czynny radiatora ulega zmniejszeniu, pogarszają się warunki chłodzenia, a intensywne procesy korozyjne prowadzą do nieszczelności i wycieków oleju. Dlatego, z założenia, przed przystąpieniem do remontu radiatorów należy uznać za wyeksploatowane i przewidzieć ich wymianę. Wprawdzie koszt nowych radiatorów nie jest mały, ale naprawa zardzewiałych i mało sprawnych radiatorów jest praktycznie nieopłacalna.

Podobciążeniowy przełącznik zacsepów

Istotnym składnikiem kosztów modernizacji jest zakup lub generalny remont istniejącego podobciążeniowego przełącznika zacsepów (PPZ). Koszt nowego przełącznika wynosi około 80 000 zł i powstaje pytanie co do zasadności inwestowania takiej sumy w 30-letni transformator. Z drugiej strony istnieją w Polsce wyspecjalizowane przedsiębiorstwa, które wykonują kapitalne remonty PPZ, co w niektórych przypadkach wymaga prawie całkowitego jego odtworzenia. Produkują one szeroki wachlarz części zamiennych do przełączników różnych typów oraz prowadzą serwis istniejących PPZ połączony z kompleksową diagnostyką. Praktyka eksploatacyjna dowodzi, że uszkodzeniom najczęściej ulegają napędy PPZ, dlatego *Energo-Complex* szczególnie nacisk położył na stosowanie nowych rozwiązań technicznych dotyczących napędów PPZ.

Analiza kosztów modernizacji w zależności od stanu technicznego transformatora

Sposób postępowania przy podejmowaniu decyzji o modernizacji transformatora można zaprezentować na przykładzie typowego transformatora o mocy 25 MVA, 110/15 kV, który pracował przez trzydzieści lat w sieci przy niewielkim obciążeniu i nie ulegał poważniejszym awariom. Kolejność czynności decyzyjnych oraz szacunkowy koszt modernizacji przedstawiono w postaci algorytmu na rysunku 9.



Rys. 9. Analiza kosztów modernizacji w zależności od stanu technicznego transformatora, na przykładzie typowej 30-letniej jednostki 25 MVA, 110/15 kV

- Polskie przedsiębiorstwa zajmujące się rozdziałem energii stoją wobec problemu wymiany bądź modernizacji kilku tysięcy wystużonych transformatorów średniej mocy, a szacunkowy koszt nowej jednostki przekracza jeden milion złotych, który należy dodatkowo uzupełnić o koszty związane z dostosowaniem miejsca zainstalowania transformatora do wymagań ekologicznych.
- Decyzja o wymianie bądź modernizacji transformatora stanowi istotny czynnik przy planowaniu budżetu przedsiębiorstwa. Wybór ten zależy zarówno od stanu technicznego transformatora jak i od wynikających z kosztów awarii w ruchu oraz niedostarczonej energii wymagań dotyczących jego niezawodności.
- Podjęcie racjonalnej decyzji wymaga wykonania specjalistycznych badań stanu technicznego transformatora, obejmujących ocenę strat biegu jałowego, badanie oleju transformatorowego, badania izolacji stałej metodami polaryzacyjnymi, wykrywanie odkształceń uzwojeń oraz ocenę stanu podobciążeniowego przetączy złącz zaczeń. Koszt takich badań stanowi znikomo mały odsetek kosztów modernizacji, a dostępne w Polsce przyrządy pozwalają specjalistycznym przedsiębiorstwom na rzetelną ocenę stanu badanego transformatora.
- Przeprowadzenie takiej oceny stanu technicznego transformatorów, które przekroczyły od 25 do 30 lat eksploatacji pozwoli przedsiębiorstwom zajmującym się rozdziałem energii na stworzenie listy rankingowej transformatorów zakwalifikowanych do wymiany bądź modernizacji i planowanie niezbędnych środków inwestycyjnych bądź operacyjnych na nadchodzące lata.

- [1] Miśkiewicz M.: Europejskie Systemy Elektroenergetyczne – Podstawowe dane porównawcze. *Elektroenergetyka* 2005, nr 2, tom 53, s. 11–43
- [2] CIGRE SC A2 Transformers WG 20: Economics of Transformer Management. *ELECTRA* 2004, nr 214, s. 51–59
- [3] CIGRE Technical Brochure No. 227: Guide for Life Management Techniques for Power Transformers. Paryż 2003
- [4] Dziura J., Spatek D.: Cechy szczególne transformatorów optymalnych. VI Konferencja „Transformatory energetyczne i epecialne”, Kazimierz Dolny 2006, s. 95–112
- [5] Gadula A.: Remonty, modernizacje czy zakup nowych transformatorów. VI Konferencja „Transformatory energetyczne i epecialne”, Kazimierz Dolny, 2006, s. 195–204
- [6] Piotrowski T., Mosiński F.: Multistage Methods of DGA. Międzynarodowa Konferencja „Transformer 03”, Piecyska, 18–21 maja 2003, s. 56–81
- [7] CIGRE Technical Brochure No. 254: Dielectric Response for Diagnostic of Power Transformers. Paryż 2004
- [8] Blennow J., Ekanayake C., Walczak K., Garcia B., Gubański M.: „Field Experiences With Measurements of Dielectric Response in Frequency Domain for Power Transformer Diagnostics”. *IEEE Trans. Vol. PWRD–21*, nr 2, 2006, s. 681–688
- [9] Feser K., Neumann C., Tenbohlen S., Filipowski A., Mościcka-Grzesiak H., Tatarski L., Gubański, S., Karlsson, L.: Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System, Rediatool - European Commission Research Research Project. CIGRE paper D1–207, Paryż 2006
- [10] Subocz J., Malewski R., Szrot M., Płowucha J.: Doświadczenia w ocenie stopnia zawilgocenia izolacji transformatorów. *Przegląd Elektrotechniczny* 2006 1/4, Konferencje, s. 241–244
- [11] Malewski R., Szrot M., Płowucha J.: Lokalizacja odkształcenia uzwojeń transformatorów metodą funkcji przenoszenia. Konferencja Naukowo-Techniczna Transformatory w eksploatacji, 23–25 kwietnia 2003, Sieniawa, s. 47–61
- [12] Malewski, R., Szrot M., Płowucha J.: Badanie odkształceń uzwojeń transformatorów mocy metodą FRA oraz ocena wyników. *Energetyka* 2004, nr 6, s. 341–345

