



Zygmunt Rozewicz\*, Waldemar Olech\*\*

## DOŚWIADCZENIA KRAJOWE W DZIEDZINIE DIAGNOSTYKI TECHNICZNEJ UKŁADU IZOLACYJNEGO DUŻYCH TRANSFORMATORÓW W EKSPLOATACJI

**Streszczenie:** Opracowanie dotyczy diagnostyki technicznej układu izolacyjnego dużych transformatorów mocy w energetyce krajowej. Omówiono dorobek Zakładów Pomiarowo-Badawczych „Energopomiar” w ostatnim 25-leciu w zakresie opracowania i wdrożenia nowych skutecznych metod oceny. Przedstawiono uwagi dotyczące dotychczasowego programu badań. Podano propozycje strategii bezwyłączeniowej diagnostyki transformatorów w eksploatacji, ze szczególnym uwzględnieniem analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) oraz opracowane kryteria oceny. Przytoczono niektóre wyniki badań diagnostycznych transformatorów z rozwijającymi się uszkodzeniami oraz ich korelację z wynikami oględzin wewnętrznych.

**Słowa kluczowe:** transformator mocy, układ izolacyjny, diagnostyka techniczna, DGA, kryteria oceny, kompleksowa diagnoza

### 1. Ocena stanu technicznego układu izolacyjnego transformatorów w eksploatacji

W metodyce diagnostyki układów izolacyjnych [1] wyróżnia się dwie podstawowe grupy badań:

- wykonywane bezpośrednio na transformatorze wyłączonym z sieci — *metody bezpośrednie*,
- wykonywane na pracującym transformatorze lub gdy badaniom poddawane są próbki oleju pobrane z transformatora — *metody pośrednie*.

---

\* ZPBE Energopomiar, ul. Sowińskiego 3, 44-101 Gliwice

\*\* ZPBE Energopomiar-Elektryka, ul. Świętokrzyska 2, 44-101 Gliwice

*Metody bezpośrednio* polegają na pomiarze niektórych wskaźników opisujących zjawiska zachodzące w dielektryku (izolacji transformatora) przy zasilaniu go napięciem stałym lub zmiennym. Najszerszej w krajowej praktyce są stosowane:

- wymagane przez [2] pomiary rezystancji izolacji w funkcji czasu, wyznaczenie współczynników absorpcji R60/R15 oraz współczynnika stratności dielektrycznej  $\text{tg } \delta$  i pojemności uzwojeń C,
- wykonywane dodatkowo pomiary prądu upływu, napięć powrotnych i wskaźnika dyspersji  $C_2/C_{50}$ .

Wieloletnia praktyka wykazała, że użyteczność *metod bezpośrednich* opartych na wskaźnikach dielektrycznych jest ograniczona głównie do wykrywania zawilgoceń, względnie przyspieszonego starzenia izolacji, a więc zagrożeń występujących z reguły w transformatorach o starych konstrukcjach i wieloletniej eksploatacji.

*Metody pośrednie*, których podstawową cechą jest wykonanie odpowiednich badań głównie na próbce oleju pobranej bez potrzeby wyłączania transformatora z ruchu, stosowane są coraz częściej i tylko w niewielu przypadkach wymagają wykonania badań uzupełniających. Sprawdzeniu [2] podlegają wskaźniki dielektryczne i fizykochemiczne oleju. Oznaczenie ilości wody rozpuszczonej w oleju określa stopień zawilgożenia izolacji transformatora. Do opracowanego przez „Energopomiar” programu badań oleju, wchodzi również badanie:

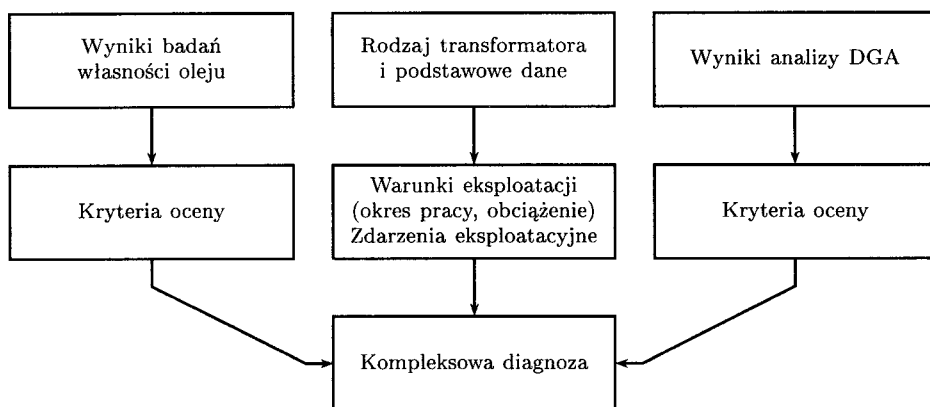
- wskaźnika polarności  $\varepsilon - n^2$ , który wraz z napięciem powierzchniowym podaje stopień zesterzenia oleju,
- analiza spektralna w podczerwieni, dzięki której można poznać skład grupowy i zmiany starzeniowe oleju,
- oznaczenia zawartości jonów metali (głównie jonów sodu Na), mających wpływ na wartość współczynnika strat dielektrycznych  $\text{tg } \delta$ .

Metody te umożliwiają szerszą i dokładniejszą ocenę oleju izolacyjnego, na którego własnościach odbijają się zarówno warunki eksploatacji, jak i wpływ stosowanych materiałów konstrukcyjnych.

Kompleksowa ocena stanu izolacji transformatorów wymaga określenia stopnia zesterzenia oleju i papieru izolacyjnego. W praktyce krajowej stopień zesterzenia papieru określano przez oznaczenie stopnia depolimeryzacji (DP) próbek papieru i preszpanu pobranych z uzwojeń transformatorów. Wykonane to być może tylko dla transformatorów w remoncie lub rewizji wewnętrznej. Badania przeprowadzone w „Energopomiarze” na ok. 50 próbkach izolacji papierowej, pobranej z transformatorów o długoletniej eksploatacji wykazały tylko niewielki spadek wartości DP papieru po okresie 25–30 lat normalnego użytkowania. Związane to jest z niewykorzystaniem izolacji transformatorów pod względem cieplnym.

Najskuteczniejszą metodą wykrywania wolnorozwijających się uszkodzeń wewnętrznych, przy których tworzą się, a następnie rozpuszczają w oleju gazy, jest metoda chromatograficzna oparta na analizie składu gazu [3]. Badania te w miarę potrzeby uzupełniane są analizą wibroakustyczną dla oceny stanu rdzenia, badaniem termowizyjnym rozkładu temperatur, pomiarem intensywności wyładowań niezupełnych [4] lub innymi.

Schemat formułowania kompleksowej diagnozy przedstawia diagram z rysunku 1.



Rys. 1. Schemat formułowania kompleksowej diagnozy na podstawie wyników badań próbki oleju pobranej z pracującego transformatora

## 2. Zastosowanie analizy chromatograficznej gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) do diagnostyki technicznej transformatorów

Najczęstsze zastosowanie w diagnostyce transformatorów znalazła metoda wykrywania uszkodzeń wewnętrznych oparta na analizie składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) [5, 6, 7]. Pierwsze prace badawcze nad możliwością wykorzystania w energetyce krajowej DGA rozpoczął „Energopomiar” w roku 1968 pod kierunkiem śp. dr. inż. J. Szuty. Przydatność DGA stawała się coraz bardziej oczywista, a ulepszenia w technice stworzyły warunki do szerokiego jej wdrożenia. Przy współpracy z „Energopomiarem” zorganizowano w energetyce kilka laboratoriów okręgowych w bazach remontowych i dużych stacjach rozdzielczych, co znacznie zwiększyło ilość badań. Początkowo badanie chromatograficzne wykonywane było krajową aparaturą. Oznaczenie wszystkich składników gazu niezbędnych do postawienia diagnozy wymagało pracy trzech chromatografów z odpowiednimi układami analitycznymi (a nadto urządzeń do uprzedniej ekstrakcji gazów). Utrudniało to wykonanie większej liczby analiz. Problemy stwarzało też poprawne oznaczanie śladowych ilości gazów. Zakup zestawu chromatograficznego f-my Pye-Unicam radykalnie usprawnił badania. Zestaw składa się z urządzenia do ekstrakcji gazów rozpuszczonych w oleju połączonego w jeden system z automatycznym chromatografem gazowym analizującym wszystkie potrzebne składniki gazu. W próżni rzędu  $10^{-3}$  mbara wytworzonej przez pompę i kontrolowanej za pomocą czujnika i cyfrowego wskaźnika próżni, wydzielony gaz jest przenoszony do specjalnej biurety, co zabezpiecza go przed ponownym rozpuszczeniem w oleju.

To narzędzie, w połączeniu ze zdobytym doświadczeniem z badań diagnostycznych laboratoryjnych i w bazach remontowych, umożliwiło określenie nowych, uaktualnio-

nych wartości maksymalnych koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju (tab. 1), a także łącznej ilości gazów palnych, która to wartość jest dodatkowym wskaźnikiem stanu zagrożenia transformatora [3, 6] (tab. 2). Określono także maksymalne wartości dopuszczalnej dynamiki przyrostu gazów palnych odniesionej do miesiąca eksploatacji transformatora: 35 ppm dla transformatorów blokowych i 45 ppm dla sieciowych.

**Tabela 1.** *Orientacyjne dopuszczalne wartości koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju*

Gaz wydzielany z oleju		Orientacyjne dopuszczalne wartości gazów [ppm] w stosunku do objętości oleju transformatora	
		blokowego	sieciowego
Wodór	H <sub>2</sub>	260	500
Metan	CH <sub>4</sub>	250	200
Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	160	170
Etylen	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	250	260
Acetylen	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	20	70
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	40	30
Propylen	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	40	40
Tlenek węgla	CO	280	260
Dwutlenek węgla	CO <sub>2</sub>	3500 *	4000 *

\* Dopuszcza się wyższą od podanej wartość CO<sub>2</sub> tylko w przypadku gdy stosunek CO/CO<sub>2</sub> nie przekracza wartości 0,3

**Tabela 2.** *Suma gazów palnych rozpuszczonych w oleju*

Wynik analizy wskazujący na:	Suma gazów palnych rozpuszczonych w oleju [ppm]	
	transformatory blokowe	transformatory sieciowe
wolnorozwijające się uszkodzenie wewnętrzne	2200–3700	2500–3700
stan zagrożenia	3700–7500	
stan przedawaryjny	>7500	

Rozpoznanie rodzaju uszkodzenia dokonuje się głównie na podstawie kodu IEC [8], który jest pewnego rodzaju kompromisem w stosowanych sposobach interpretacji wyników w różnych krajach. Prowadzenie badań na nowej aparaturze umożliwiło znaczne zwiększenie wykrywalności przede wszystkim wyższych węglowodorów rzędu C<sub>3</sub>. Ich znaczenie przy ocenie uszkodzeń spowodowanych przegrzaniem podkreślone jest w licznych publikacjach. Te oznaczenia umożliwiły opracowanie dodatkowych kryteriów oceny [9] (tab. 3). Okazały się pomocne w diagnostyce większości uszkodzeń tej kategorii i są z powodzeniem stosowane.

Dodać należy, że opracowane kryteria DGA — jako metody stosowanej już teraz rutynowo do badań — choć okazały się bardzo przydatne, to jednak nie mogą być

traktowane jako uniwersalne i przynoszące w każdym przypadku rozwiązanie tak złożonego problemu jakim jest diagnostyka techniczna transformatorów. Nie istnieje bowiem jedyny sposób interpretacji wyników, który dałby każdorazowo właściwy i kompletny obraz stanu technicznego transformatora, mimo że formułowanie diagnozy odbywa się zawsze na podstawie pewnej określonej reguły [6, 10]. Także próby — szczególnie bezkrytycznego — korzystania w stosunku do krajowych transformatorów z innych kryteriów opracowanych w różnych zagranicznych ośrodkach często prowadzą do mylnej interpretacji wyników i przedwczesnego alarmu, choć czasem mogą pełnić pomocniczą rolę.

Aktualnie DGA stanowi podstawową część programu badań dużych transformatorów. Badania te umożliwiają: wykrywanie i identyfikację ukrytych defektów w transformatorze, obserwację rozwoju uszkodzenia w funkcji czasu, przybliżone określenie chwili wyłączenia transformatora, odpowiednio wczesne podjęcie kroków zaradczych.

**Tabela 3.** Wartości liczbowe stosunków koncentracji węglowodorów

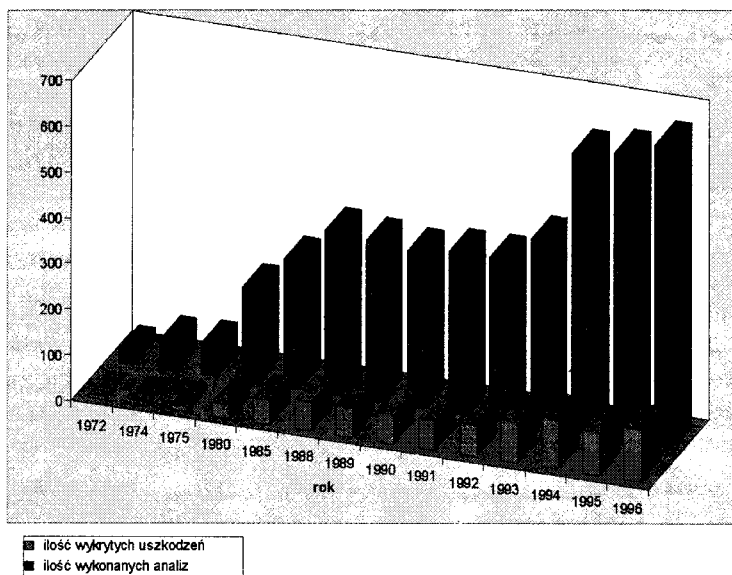
Kryteria określające temperaturę przegrzania	Stosunki gazów charakterystycznych	Wartości liczbowe stosunków koncentracji dla temperatur:		
		(150–300)°C	(300–700)°C	powyżej 700°C
wg IEC publ. 567	$C_2H_4/C_2H_6$	<1	1–3	>3
dodatkowo stosowane w Energopomiarze	$C_3H_6/C_3H_8$	<2	2–6	>6
	$C_2H_4/C_3H_8$	<3	3–15	>15

Na rysunku 2 przedstawiono ilość DGA wykonanych w okresie 25-lecia i wykrytych w tym czasie uszkodzeń. Jak wynika z danych, w ciągu omawianego okresu ilość wykonywanych analiz stale rośnie, z wyjątkiem początków lat 90-tych, kiedy to nastąpił pewien regres.

Wyraźny wzrost ilości tych badań w ostatnich latach sprzyja skuteczniejszej kontroli stanu transformatorów i stanowi podstawę do podjęcia stosownych środków zaradczych dla zapobieżenia nieplanowanym wyłączeniom i awariom. Analiza przyczyn wykrywanych uszkodzeń wewnętrznych wykazała, że do najczęściej spotykanych „schorzeń” transformatorów eksploatowanych w krajowej energetyce należą wysokotemperaturowe lokalne przegrzania (rdzenia i uzwojeń), wyladowania elektryczne (zupełne i niezupełne o różnej gęstości energii) oraz jednoczesne występowanie kilku rodzajów uszkodzeń wewnętrznych. Nadto, często stwierdza się w transformatorach sieciowych przenikanie gazów z nieszczelnych komór przełącznika zaczepek do kadzi głównej lub przez wspólny konserwator.

Udział trzech najczęściej występujących typów uszkodzeń wewnętrznych wykrywanych przez „Energopomiar” za pomocą DGA w okresie minionego 10-lecia przedstawiono na rysunku 3.

Wyniki ciekawszych badań DGA — na podstawie których zakwalifikowano transformatory do rewizji wewnętrznej i naprawy (typowych dla krajowych jednostek



Rys. 2. Ilość wykonywanych DGA i wykrytych uszkodzeń w okresie 25-lecia

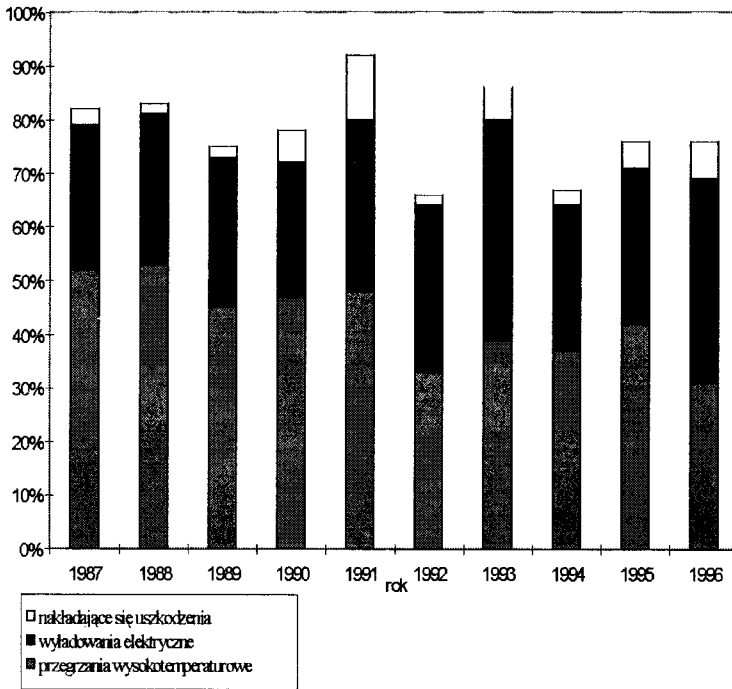
uszkodzeń) ilustrują rysunki 4–7, na których podano udział istotnych dla diagnostyki składników gazu. Podano usterki stwierdzone podczas oględzin wewnętrznych i naprawy transformatora.

### 3. Podsumowanie

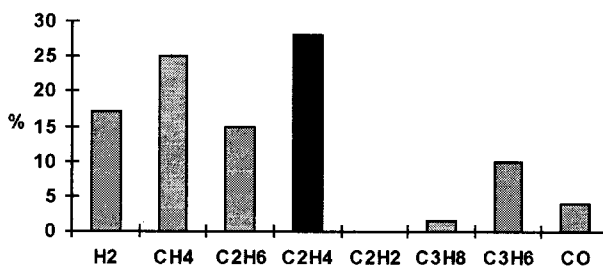
Do oceny stanu technicznego układu izolacyjnego transformatora w eksploatacji przydatna jest diagnostyka „bezwylaczeniowa” oparta na specjalnych badaniach pobranej z pracującego transformatora próbki oleju. Umożliwia ona określenie:

- stopnia zesterzenia i zawilgocenia układu izolacyjnego transformatora (badanie własności fizykochemicznych, dielektrycznych i dodatkowych oleju),
- obecności wolnorozwijających się uszkodzeń wewnętrznych (analiza gazów rozpuszczonych w oleju DGA).

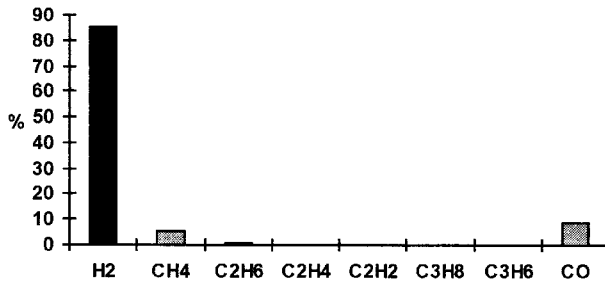
Badania te powinny stanowić podstawowy stopień diagnostyki dużych transformatorów w eksploatacji. Wykonywanie innych dodatkowych badań diagnostycznych winno wynikać z potrzeby wyjaśnienia nieprawidłowości w pracy transformatora lub negatywnych wyników badań stopnia podstawowego.



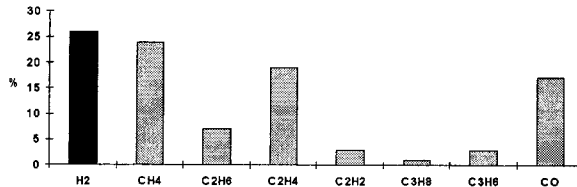
Rys. 3. Najczęściej występujące uszkodzenia



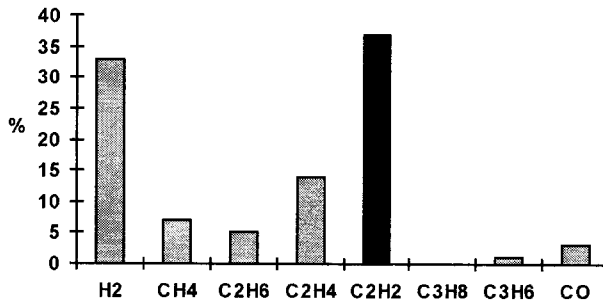
Rys. 4. Transformator TW 240000/410; 240 MVA; 420/15,75 kV Rodzaj uszkodzenia wg kodu IEC: przegrzanie o temp. do 700° C. Podczas rewizji wewnętrznej stwierdzono rozległe przegrzanie lokalne na górnych belkach od strony GN i DN w okolicy dwóch sworzni ściągniętych górne jarzmo rdzenia i na połączeniach ekranów



**Rys. 5.** Transformator TISRb- 250000/400PN; 250/250/50 MVA; 400/123/31,5 kV. Rodzaj uszkodzenia wg kodu IEC: wyładowania niepełne. Wyniki DGA potwierdziły pomiary intensywności wyładowań niepełnych metodą akustyczną. Podczas rewizji wewnętrznej wykonanej w miejscu pracy transformatora, nie zlokalizowano miejsc generacji wyładowań



**Rys. 6.** Transformator ANER3b 160000/220PN; 160/160/1,6 MVA; 230/120/15,75 kV. Rodzaj uszkodzenia wg kodu IEC: wyładowania zupełne o małej gęstości energii. Podczas rewizji wewnętrznej i remontu stwierdzono przepalenie opornika potencjalnego na uzwojeniu 110 kV, luźne połączenie na uzwojeniu wyrównawczym oraz przegrzania połączeń ekranu kadzi



**Rys. 7.** Transformator RTdżP 125000/220; 160/160/50 MVA; 230/120/15 kV. Rodzaj uszkodzenia wg kodu IEC: wyładowania zupełne o małej gęstości energii. Zawartość i skład gazów jest wynikiem przedostawania się gazów wywołanych procesem przelączenia z nieuszczelnionej głowicy podobciążeniowego przelącznika zaczeów do kadzi głównej. Podczas rewizji wewnętrznej stwierdzono nieuszczelnienie głowicy komory fazy A i C podobciążeniowego przelącznika zaczeów



## Literatura

- [1] **Olech W., Partyga S., Rozewicz Z., Szpotański J.:** *Essai de diagnostic dans la maintenance des transformateurs.* HT CIGRE 1982
- [2] Zarządzenie MGİE z dnia 17.07.1987 w sprawie szczegółowych zasad eksploatacji sieci energetycznych. MP. 1987 NR 25 poz. 200
- [3] **Olech W., Olejniczak H.:** *Ocena stanu technicznego transformatorów metodą chromatografii gazowej. Kryteria oceny i wyniki badań.* Energetyka, listopad 1992
- [4] **Skubis J.:** *Emisja akustyczna w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych.* PAN Instytut Podstawowych Problemów Techniki, Warszawa 1993
- [5] **Lütke H.:** *Heutige Methoden der off-line Diagnose.* Micafil Symposium 96 Hannover
- [6] **Buchacz T., Olech W., Olejniczak H.:** *Badania diagnostyczne transformatorów w oparciu o chromatografię gazową.* Praca FPTE „Energopomiar”, Gliwice 1989
- [7] **Möllmann A.:** *Part 2 Dissolved gas analysis. On behalf of Task Force 15.01.01.* Rapport CIGRE. Paryż 1996
- [8] IEC Publication 599. Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service
- [9] **Buchacz T., Olech W., Olejniczak H.:** *Ocena lokalnych przegrzewów transformatorów dużej mocy metodą chromatografii gazowej.* Materiały konferencyjne Kołobrzeg'93
- [10] **Griffin J. P.:** *Criteria for the Interpretation of Data for Dissolved Gases in Oil from Transformers.* Special Technical Publication 1989. Philadelphia

### DOMESTIC EXPERIENCES IN TECHNICAL DIAGNOSTICS OF INSULATION SYSTEM OF LARGE TRANSFORMERS IN SERVICE

The paper is concerned with technical diagnostics of insulation system of large power transformers in domestic power industry. There is discussed attainment of Power & Research Company „Energopomiar” during last 25 years in the range of development and implementation of new efficient evaluation methods. Remarks connected with hitherto test program are presented. There are given propositions of on-load diagnostics of transformers in service, with special concern about analysis of gases dissolved in oil and criteria of evaluation. Some results of diagnostic tests of transformers with incipient faults and their correlation with internal inspection results were brought.