

Waldemar Olech^{*}, Halina Olejniczak^{*}

DIAGNOSTYKA TECHNICZNA TRANSFORMATORÓW OLEJOWYCH METODĄ DGA PRZY USZKODZENIACH ZŁOŻONYCH

Streszczenie: Opracowanie dotyczy diagnostyki technicznej transformatorów olejowych metodą DGA. Podano problemy związane z ustaleniem diagnozy w przypadku występowania uszkodzeń złożonych. Przedstawiono wyniki badań chromatograficznych oraz rezultaty przeprowadzonych przeglądów wewnętrznych dwóch dużych transformatorów mocy. Zestawiono wnioski i podano literaturę.

Słowa kluczowe: DGA, diagnostyka techniczna, uszkodzenia złożone, kryteria oceny, transformator olejowy

1. Wstęp

Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) od wielu lat służy jako narzędzie diagnostyczne do określania stanu technicznego transformatorów. W warunkach przeciążeń elektrycznych lub termicznych materiałów izolacyjnych i konstrukcyjnych transformatora powstają gazowe produkty rozkładu, charakterystyczne dla danego uszkodzenia. Analizując gazy rozpuszczone w oleju izolacyjnym, a następnie interpretując wyniki w oparciu o specjalne kryteria [1, 2], można ocenić stan eksploatacyjny transformatorów i wykryć nawet we wczesnym stadium ewentualne niesprawności, stwarzając tym samym szansę znalezienia odpowiedniego rozwiązania dla uniknięcia kosztownych wyłączeń lub awarii transformatora. Rodzaj, ilość, a także intensywność powstawania gazów zależy od obszaru i charakteru uszkodzenia. Obserwacje przeprowadzone na transformatorach przekazanych do rewizji wewnętrznej z powodu wysokiego poziomu rozpuszczonych w oleju gazów wykazały, że źródła generacji gazów

^{*} ZPBE Energopomiar-Elektryka, 44-101 Gliwice, ul. Świętokrzyska 2

mogą pochodzić zarówno od usterek obwodu magnetycznego, uzwojeń jak również tych, które są poza częścią wymiwalną transformatora (ekrany, kominki itp.).

Do najczęściej spotykanych należą [3]:

- wysokotemperaturowe lokalne przegrzania (rdzenia i uzwojeń),
- wyladowania elektryczne (zupełne i niezupełne o różnej gęstości energii),
- jednoczesne występowanie kilku rodzajów zagrożeń wewnętrznych.

W przypadku tych ostatnich występują duże trudności w zinterpretowaniu wyników analiz i ustaleniu diagnozy.

2. Problemy oceny stanu technicznego transformatorów o złożonych uszkodzeniach

Stosowane w kraju kryteria oceny stanu technicznego transformatorów olejowych na podstawie wyników DGA stanowią aktualnie trzecią z kolei ich redakcję [2, 4]. Wykorzystują one prócz odpowiednich, ustalonych na drodze statystycznej (kilkakrotnie już nowelizowanych) limitów poszczególnych składników gazu, również zależności między zawartościami gazów uznanych za charakterystyczne. W oparciu o wartości ich stosunku zamienia się je na trzycyfrowe kody, których kombinacje związane są z rodzajami uszkodzenia. Dodatkowo dla uzupełnienia diagnozy stosuje się przy ocenie uszkodzeń specyficznych o charakterze lokalnych przegrzań, proporcje węglowodorów z trzema atomami węgla w cząsteczce (propan, propylen) [5, 6]. Prowadzona tym sposobem diagnostyka prostych uszkodzeń jest stosunkowo łatwa. Po rozpoznaniu uszkodzenia szacuje się i kwalifikuje stopień zagrożenia jednostki na podstawie sumy gazów palnych oraz dynamiki przyrostu gazów w odniesieniu do miesiąca pracy transformatora. Stanowi to podstawę do formułowania zaleceń istotnych dla personelu eksploatacji, a dotyczących dalszego sposobu postępowania. Natomiast przy złożonym charakterze uszkodzeń, gdy występuje więcej niż jeden typ usterki, opracowane kryteria okazały się mało użyteczne. Jak wykazała praktyka, gdy część wyników DGA wykracza poza zaproponowane w schemacie interpretacyjnym kody, nie udaje się przyporządkować im jakiegokolwiek diagnozy [7]. Odsetek tych skomplikowanych przypadków jest wprawdzie niewielki, ale to one właśnie ograniczają wykrywalność tą — najbardziej skuteczną jak dotychczas — metodą badań. Niedoskonałość kryteriów oceny opracowanych w obecnej formie jest problemem dość powszechnym, który dotyczy jak się okazuje nie tylko naszego kraju. Związane jest to ze sposobem ich opracowywania, który zazwyczaj opiera się, ujmując najogólniej na:

- porównaniu na drodze analizy statystycznej wyników badań sprawnych oraz wadliwych transformatorów,
- symulacji laboratoryjnych różnego rodzaju uszkodzeń,
- doświadczeń zebranych podczas oględzin uszkodzonych jednostek.

Te ostatnie są szczególnie przydatne dla znalezienia korelacji i współzależności z wynikami DGA. Jednak niewielki procent uszkodzeń o złożonym charakterze występujących w transformatorach — w tym również krajowej produkcji — ogranicza

uzyskanie informacji oraz danych, które pozwoliłyby na opracowanie bardziej precyzyjnych kryteriów diagnostycznych i postawienie w takich przypadkach jednoznacznej diagnozy odpowiadającej rzeczywistym uszkodzeniom.

Poniżej zaprezentowano dwa przykłady: autotransformatora sieciowego i transformatora blokowego eksploatowanego w jednej z najstarszych elektrowni w Polsce, w których rozwijające się uszkodzenie miało złożony charakter, a przy jego identyfikacji wystąpiły wspomniane trudności.

3. Wyniki DGA transformatorów o uszkodzeniach złożonych

Szczegółowe wyniki badań chromatograficznych autotransformatora 160/160/50 MVA; 230/120/16,5 kV przedstawiono w tabeli 1. Przeprowadzana systematyczna kontrola stanu technicznego tej jednostki przy pomocy DGA nie wykazywała przez pierwsze lata eksploatacji rozwijającego się uszkodzenia wewnętrznego w transformatorze. Potencjalne zagrożenie pojawiło się dopiero w lutym 90 r. podczas jednej z okresowo wykonywanych analiz. Stwierdzono wówczas obecność zarówno nadmiernej ilości gazów palnych rozpuszczonych w oleju, jak i przekroczone dopuszczalne koncentracje większości składników: wodoru i niektórych węglowodorów. Próba określenia charakteru uszkodzenia przy pomocy zazwyczaj stosowanych kryteriów krajowych, a także zachodnich identyfikujących wewnętrzne wady i usterki konstrukcyjne oraz wykonawcze transformatorów nie powiodła się, gdyż nie można było ustalić diagnozy.

Tabela 1. Wyniki badań chromatograficznych autotransformatora 160/160/50 MVA

data badania ¹⁾	Skład gazu [ppm]											kod IEC
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	CO	CO ₂	Σgp ²⁾	
23.02.90	638	617	156	901	86	20	148	1	130	849	2697	002 ³⁾
17.09.91	957	738	186	1130	80	26	156	2	156	1181	3431	
03.10.92	960	964	226	1462	122	30	280	2	174	1316	4190	022
23.04.93	967	1157	271	1765	141	35	330	3	179	1470	4848	
06.02.95	365	370	62	506	73	7	74	1	43	641	1471	122 ³⁾
08.01.96	488	480	79	743	119	8	96	1	72	913	2086	
21.10.97	733	626	107	963	170	13	136	1	94	1158	2843	102
04.07.99	1300	789	161	1323	177	20	222	1	97	1261	4118	

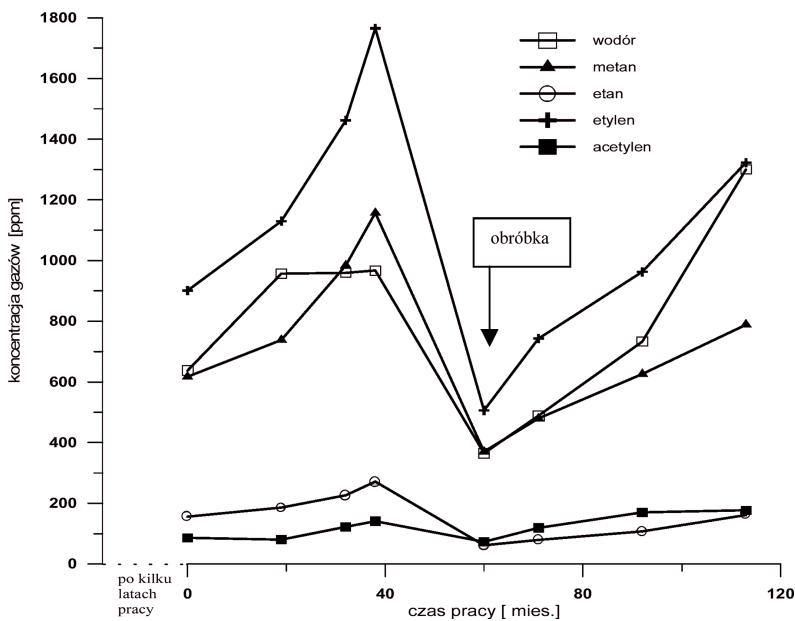
¹⁾ po kilku latach eksploatacji transformatora

²⁾ Σgp suma gazów palnych

³⁾ kod, któremu nie odpowiada żadne z uszkodzeń wymienionych schemacie interpretacyjnym wg IEC
cyfra pogrubiona oznacza przekroczoną dopuszczalną wartość koncentracji

Następne badanie DGA także nie wyjaśniło przyczyny pojawienia się gazów rozpuszczonych w oleju, jak również ich rosnącej ilości. Kolejne dwie analizy ujawniły dynamiczny przyrost gazów, w tym głównie etylenu, którego koncentracja wyraźnie dominowała wśród palnych składników gazu. Wynik badania wskazywał jednoznacznie

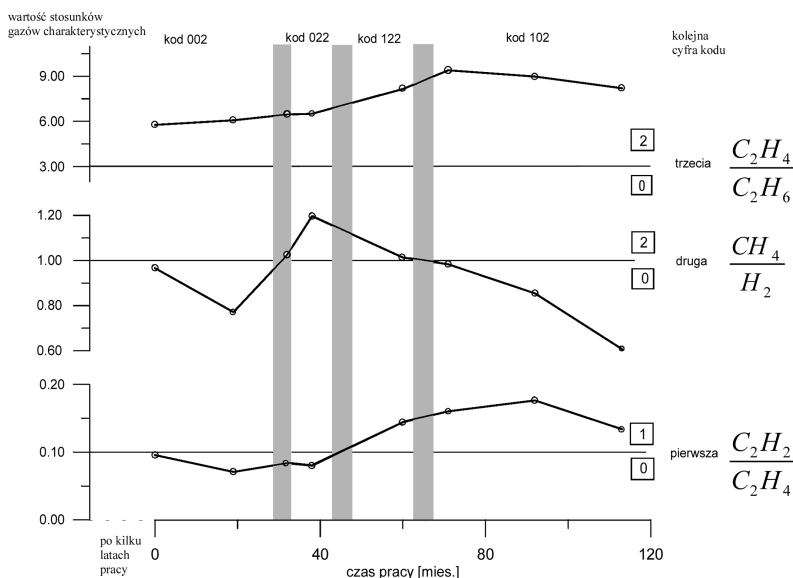
na miejscowe wysokotemperaturowe wewnętrzne przegrzanie transformatora. Z uwagi na wysoką zawartość gazów olej poddano próżniowej obróbce i ponownym badaniom DGA po jednomiesięcznym okresie pracy transformatora, których wynik również nie pozwolił na ustalenie diagnozy. Oznaczony skład gazu podczas kolejnej analizy wskazał tym razem na uszkodzenie wywołane elektrycznymi wyladowaniami iskrowymi wewnątrz kadzi.



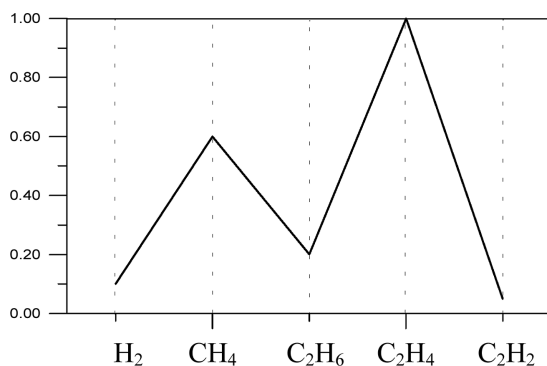
Rys. 1. Zmiany zawartości gazów określających uszkodzenie wg IEC podczas eksploatacji autotransformatora 160/160/50 MVA

Wyniki dwóch następnych badań potwierdzały tę diagnozę i stale rosnącą ilość gazowych produktów rozkładu oleju, a szczególnie wodoru, którego koncentracja w końcowym badaniu osiągnęła poziom podobny do etylenu.

Na wykresach zilustrowano przebieg zmian koncentracji gazów, które są istotne dla stosowanej w krajowej energetyce interpretacji wyników (rys. 1), a także zmian wartości trzech stosunków gazów uznanych za charakterystyczne, ustalające trzycifrowy kod uszkodzenia podany obok wyników DGA również w tabeli 1. Jak można zaobserwować, zmieniające się podczas eksploatacji transformatora wartości tych stosunków wskazują na różny charakter i przyczynę uszkodzenia, nie zawsze możliwą do jednoznacznego określenia. Dla potwierdzenia trudności występujących przy interpretacji wyników w opisanym przypadku sporządzono dodatkowo wg kryteriów japońskich [8] graficzny zapis tzw. wzorców gazowych, którego przykład przedstawiono na rys. 3. Wykreślono je obliczając stosunki koncentracji poszczególnych gazów charakterystycznych do tego gazu, którego zawartość w oleju jest największa. W omawianym przypadku był to etylen.



Rys. 2. Zmiany kodu IEC podczas kolejnych badań DGA autotransformatora 160/160/50 MVA (pozioma linia jest granicą wartości stosunków gazów charakterystycznych, przy której zmienia się umieszczona w ramkach cyfra kodu)

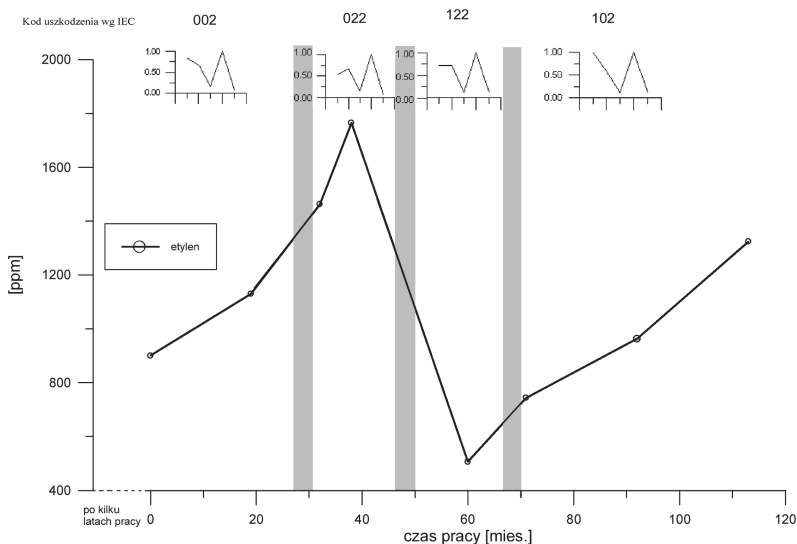


Rys. 3. Przykład wzorca gazowego

Porównanie otrzymanych wykresów z typowymi, zamieszczonymi jako wzorcowe w tych kryteriach, z powodu różnic nie pozwoliło także na jednoznaczne rozpoznanie rodzaju usterki.

Dopiero przeprowadzona rewizja wewnętrzna ujawniła wady polegające na jednoczesnym występowaniu lokalnych przegrzań i wyładowań, które rzeczywiście potwierdziły, że uszkodzenie jest złożone z kilku przyczyn. Podczas oględzin stwierdzono: uszkodzenie sworzni ściągających górne jarzmo z wyraźnymi śladami przegrzań oraz

uszkodzenie oporników potencjalnych. Prócz tego stwierdzono możliwość przenikania gazów z nieszczelnych komór przerzutnika mocy do kadzi głównej.



Rys. 4. Zmiany zawartości gazu dominującego i próby oceny uszkodzenia autotransformatora 160/160/50 MVA wg kryteriów japońskich

Wyniki DGA zestawione w tabeli 2 dotyczą transformatora blokowego 240 MVA; 250/15,75 kV, który po kilkunastu latach eksploatacji wykazał anomalie związane z nadmierną zawartością etanu i propanu rozpuszczonego w oleju.

Tabela 2. Wyniki badań chromatograficznych transformatora 240 MVA

data badania ¹⁾	Skład gazu [ppm]											
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	CO	CO ₂	Σgp ²⁾	kod IEC
20.11.87	132	136	295	46	2	233	35	15	210	2672	1104	020
17.11.89	198	169	300	61	23	214	26	18	350	3279	1359	100 ³⁾
16.03.94	309	233	316	97	21	220	25	19	352	4027	1592	
14.06.95	300	329	338	110	34	265	48	31	329	4700	1784	120 ³⁾
18.03.98	294	324	327	226	21	255	56	30	370	7995	1903	020
25.02.99	301	396	406	296	18	263	59	31	457	10317	2227	

¹⁾ po kilku latach eksploatacji transformatora

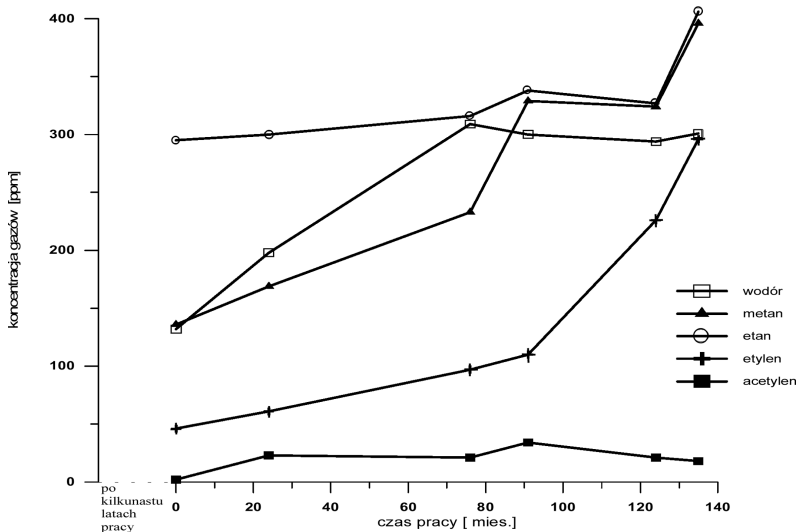
²⁾ Σgp suma gazów palnych

³⁾ kod, któremu nie odpowiada żadne z uszkodzeń wymienionych schemacie interpretacyjnym wg IEC **cyfra pogrubiona** oznacza przekroczoną dopuszczalną wartość koncentracji

Diagnoza uszkodzenia wskazywała na niskotemperaturowe wewnętrzne przegrzanie transformatora. Następne trzy badania wykonane po dwuletniej przerwie wykazały umiarkowany wzrost gazów palnych, których nietypowy skład nie pozwolił jednak na rozpoznanie rodzaju usterki.

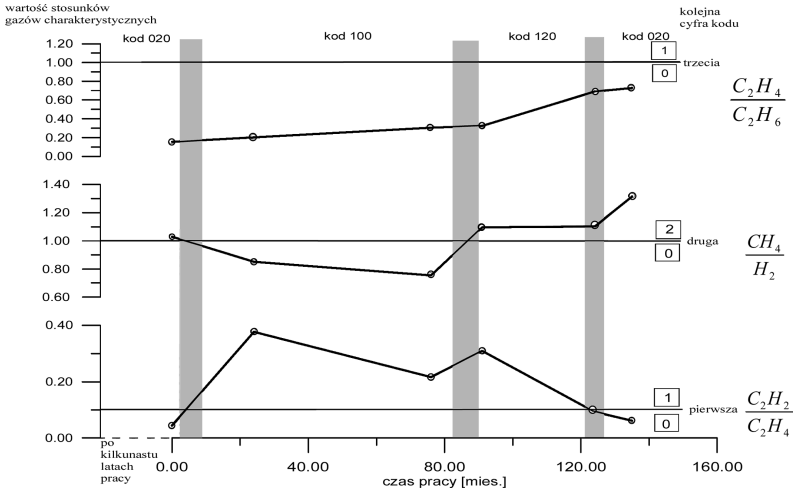
Identyfikacja uszkodzenia stała się możliwa dopiero podczas kolejnych analiz, których wyniki wskazywały ponownie tą samą co na początku przyczynę generacji gazów wywołaną wewnętrznym niskotemperaturowym przegrzaniem w kadzi transformatora. Podobnie jak w przykładzie pierwszym sporządzono wykresy koncentracji istotnych przy ocenie wyników gazów w funkcji czasu (rys. 5), jak również zmian stosunków gazów charakterystycznych (rys. 6) oraz wzorców gazowych (rys. 7), dla których wykonania wytypowano etan jako gaz o dominującej zawartości podczas wszystkich przeprowadzonych DGA.

Wyniki rewizji wewnętrznej wykazały liczne przegrzania oraz niewielkie ślady wyładowań elektrycznych na ekranach kadzi. Prócz tego stwierdzono grzanie półek belek prasujących oraz skrajnych sworzni ściągających rdzeń.

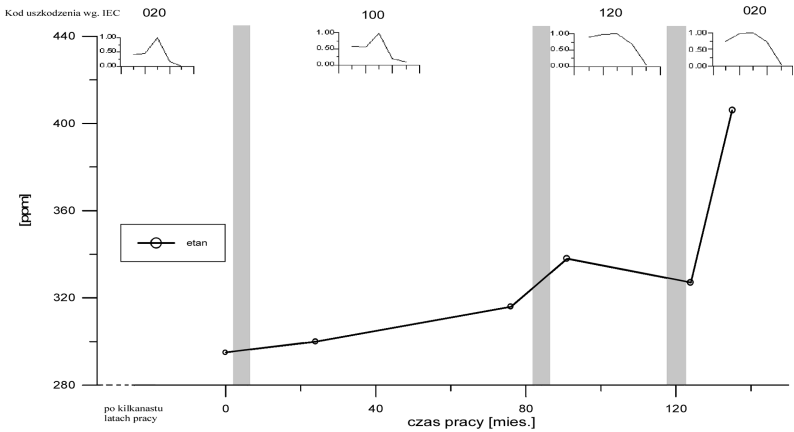


Rys. 5. Zmiany zawartości gazów określających uszkodzenie wg IEC podczas eksploatacji transformatora 240 MVA

W obydwóch opisanych przypadkach znalezione rzeczywiste usterki potwierdziły złożony z kilku przyczyn charakter uszkodzenia. Powodowało to jak się wydaje tworzenie charakterystycznych dla danego rodzaju uszkodzenia gazowych produktów rozkładu izolacji w różnym czasie. Nietypowy ich skład był wynikiem kumulowania się gazów — tych generowanych wcześniej i nadal obecnych w oleju — oraz nowo powstających.



Rys. 6. Zmiany kodu IEC podczas kolejnych badań DGA transformatora 240 MVA



Rys. 7. Zmiany zawartości gazu dominującego i próby oceny uszkodzenia transformatora 240 MVA wg kryteriów japońskich

4. Podsumowanie

Diagnostyka techniczna na podstawie DGA transformatorów ze złożonymi uszkodzeniami napotyka na poważne trudności przy interpretacji wyników i jednoznacznym ustaleniu diagnozy.

Najbardziej wiarygodne i cenne informacje uzyskuje się podczas przeprowadzanych przeglądów wewnętrznych transformatorów. Poczynione obserwacje oraz badania wykonane na statystycznie znaczącej grupie transformatorów ze złożonymi uszkodze-

niami umożliwią określenie ściślejszego niż dotychczas związku pomiędzy występującymi rodzajami usterek a wynikami DGA.

W oparciu o zebrane doświadczenia, a zwłaszcza korelację pomiędzy rzeczywistym uszkodzeniem i rezultatami badań chromatograficznych będzie należało dokonać weryfikacji kryteriów diagnostycznych, która umożliwi bardziej precyzyjną ocenę stanu technicznego transformatorów o złożonych uszkodzeniach.

Literatura

- [1] **IEC Publ. 599** *Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service*, 1978
- [2] **Olech W., Olejniczak H.:** *Ocena stanu technicznego transformatorów metodą chromatografii gazowej. Kryteria oceny i wyniki badań*, Energetyka 1992
- [3] **Buchacz T., Olech W., Olejniczak H.:** *Zastosowanie i rozwój techniki chromatograficznej w badaniach krajowych transformatorów*. Międzynarodowa Konferencja Transformatorowa, Kołobrzeg 1997
- [4] **Buchacz T., Olech W., Olejniczak H.:** *Rozwój techniki chromatografii gazowej jako metody badań diagnostycznych transformatorów w ciągu 30 lat jej stosowania w energetyce krajowej*, Energetyka, marzec 1999
- [5] **Buchacz T., Olech W., Olejniczak H.:** *Ocena lokalnych przegrzewów transformatorów dużej mocy metodą chromatografii gazowej*, Konferencja Transformatorowa Kołobrzeg 1993
- [6] **Rozewicz Z., Olech W.:** *Doświadczenia krajowe w dziedzinie diagnostyki technicznej układu izolacyjnego dużych transformatorów w eksploatacji*, VI Sympozjum EUI Zakopane, październik 1997
- [7] **Griffin P. J.:** *Criteria for the Interpretation of Data for Dissolved Gases in Oil from Transformers*, Special Technical Publication 1989. Philadelphia
- [8] **Kawamura T., et al:** *Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers*

TECHNICAL DIAGNOSTICS OF OIL TRANSFORMERS WITH COMPOUND FAULTS USING DGA METHOD

The paper is concerned with technical diagnostics of oil transformers using DGA. Some problems connected with working out of diagnosis in the case of compound faults are discussed. Chromatographic analysis data together with data of internal inspection results of two big power transformers are presented. Conclusions and references are given.