

**Ryszard MALEWSKI**MALEWSKI ELECTRIC INC.  
Montreal, Que. Kanada**Urządzenia do monitorowania gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym**

Prof. dr hab. inż. Ryszard MALEWSKI

Specjalność naukowa: Technika wysokich napięć, problemy operacyjne sieci wysokiego napięcia, transformatory mocy i dławiki kompensacyjne. Autor ponad 200 prac publikowanych w IEEE Transactions, a także w Archiv für Elektrotechnik, Review of Scientific Instruments, ELECTRA, Przegląd Elektrotechniczny. Członek IEEE, Canadian Academy of Engineering, PKWSE/CIGRE, Przewodniczący Komitetu Pomiarów IEEE, Ekspert ONZ, Przewodniczący Grupy Roboczej 42.08 IEC.



e-mail: Malewski@ieee.org

**Streszczenie**

Czujniki wykrywające wodór i inne gazy w oleju działają na różnych zasadach, co stanowi o ich zaletach i ograniczeniach. Dotychczas głównym ograniczeniem powszechnego zastosowania układów monitorujących zawartość gazów w oleju była wysoka cena. Opracowanie układu monitorującego w oparciu o palladowy czujnik zawartości oleju uprościło konstrukcję i obniżyło cenę takiego układu do poziomu uzasadniającego jego stosowanie do transformatorów średniej mocy.

**Słowa kluczowe:** czujniki gazu, olej, transformator, monitoring.

**Devices for dissolved gas monitoring in transformer oil****Abstract**

Gas in oil monitoring devices for condition assessment of HV power-transformer insulation have been reviewed for their measuring characteristics, complexity of design and cost. More advanced, complex and expensive monitors have been installed on large and strategically important transformers. However, the medium-power transformers constitute majority of transformer population in electric-power systems, but the high price of monitoring devices prevented their application to the medium-power units. The recently designed inexpensive Hydrogen-in-oil monitor uses a Palladium alloy sensor that reduces complexity and cost of this monitor effectively. Installation of such a simple monitoring system on medium-power transformers is economically justified, in particular on units with service-aged paper-oil insulation. The paper describes on-line diagnostics of power transformers with various measuring devices. Such diagnostics is based on measurements of hydrogen, carbon oxides, gas chromatography, photoacoustic gas spectrography.

**Keywords:** gas sensor, oil, transformer, monitoring.

**1. Diagnostowanie stanu izolacji transformatora za pomocą analizy DGA**

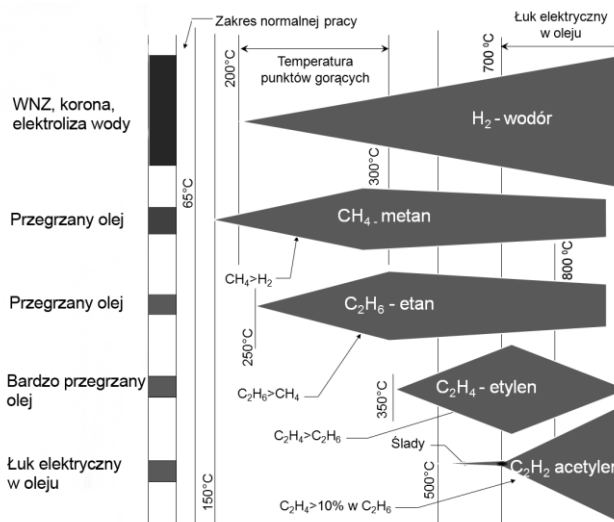
Analiza gazów rozpuszczonych w oleju (*Dissolved Gas Analysis DGA*) jest podstawową techniką diagnostyczną w ocenie stanu izolacji transformatora [1]. Jednak metoda ta wymaga pobrania próbki oleju i dostarczenia jej do laboratorium. Badania próbek oleju są zazwyczaj wykonywane co pewien okres czasu, który zawiera się od kilku miesięcy do więcej niż jeden rok. Praktyka wskazuje jednak, że szybko rozwijające się uszkodzenia izolacji wewnętrznej mogą doprowadzić do przebicia izolacji głównej pomiędzy kolejnymi badaniami próbek oleju. Tej wady pozbawiony jest ciągły pomiar zawartości gazów „krytycznych” z automatyczną sygnalizacją przekroczenia alarmowego progu zawartości gazu, bądź też kinetyki jego przyrostu. Bowiemy parametry te są wczesnym ostrzeżeniem o nadchodzącej awarii.

Urządzenia do monitorowania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju różnią się konstrukcją, która pozwala na pomiar kilku gazów palnych, zawartości wody i gazów wskazujących na

przeżranie izolacji celulozowej. Bardziej złożone i droższe urządzenia dostarczają informacji o rodzaju rozwijającego się uszkodzenia i są instalowane na transformatorach dużych mocy o strategicznym znaczeniu dla niezawodności działania systemu przesyłu energii lub elektrowni.

**2. Diagnostyka on-line transformatorów średniej mocy**

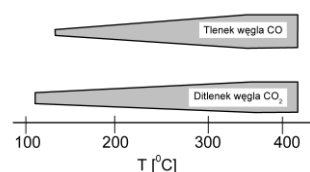
Moc większości transformatorów w systemie przesyłowym i rozdzielczym zawiera się między 8 MVA a 80 MVA. Stosowanie do takich transformatorów systemów monitorujących o złożonej konstrukcji jest zbyt drogie i stąd rzadko stosowane. Jednak przypadki szybko rozwijających się uszkodzeń izolacji stwarzają zapotrzebowanie na niedrogie urządzenia do monitorowania co najmniej wodoru, który uważany jest za uniwersalny wskaźnik rozwoju defektów w izolacji papierowo-olejowej (rys. 1).



Rys. 1. Gazy palne wydzielane na skutek rozkładu oleju w temperaturze przewyższającej 150 °C [2]

Fig. 1. Flammable gases produced in the oil decomposition process in the temperature above 150 °C [2]

Natomiast przeżranie celulozy powoduje również wydzielanie się tlenku CO i ditlenku węgla CO<sub>2</sub> (rys. 2). Jak wiadomo, przeżranie może być spowodowane przez przeciążenie transformatora, niedrożność kanałów olejowych w uzwojeniach bądź niesprawy układ chłodzenia. Z reguły proces ten nie skutkuje pojawieniem się wyładowań w izolacji, ale powoduje przyspieszone starzenie izolacji stałej. Stąd, w niektórych przypadkach, istnieje konieczność monitorowania CO i CO<sub>2</sub> nawet a transformatorach średniej mocy. Przy czym warunkiem koniecznym jest relatywnie niska cena czujników i urządzeń pomiarowych.

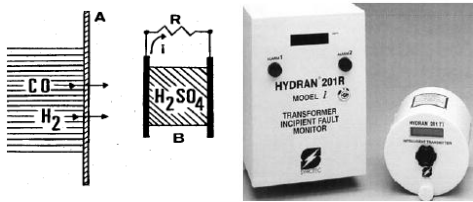


Rys. 2. Rozkład cieplny celulozy powoduje wydzielanie CO i CO<sub>2</sub>

Fig. 2. Thermal decomposition of the cellulose leads to generation of CO and CO<sub>2</sub>

### 3. HYDRAN - urządzenie do monitorowania wodoru i tlenu węgla w oleju

HYDRAN rejestruje w sposób ciągły zawartość wodoru i tlenu węgla w oleju przepływającym przez każdą transformatora. Przekroczenie nastawionej wartości progowej zawartości wodoru i prędkości zwiększania się zawartości wodoru uruchamia alarm. HYDRAN działa na zasadzie ogniwa paliwowego, które wytwarza prąd elektryczny pomiędzy dwoma elektrodami zanurzonymi w  $H_2SO_4$  w atmosferze wodoru. Natężenie prądu płynącego przez wzorcowy rezystor R jest proporcjonalne do ilości wodoru (rys. 3). Natomiast membrana A spełnia rolę separatora i oddziela gaz od oleju transformatorowego. W ten sposób do komory, w której umieszczono ogniwo paliwowe B, dostarczany jest tylko wodór.



Rys. 3. Zasada działania HYDRANu (z lewej) oraz czujnik wraz ze skrzynką (z prawej) [3]

Fig. 3. HYDRAN principle of operation (left) and the sensor with casing (right) [3]

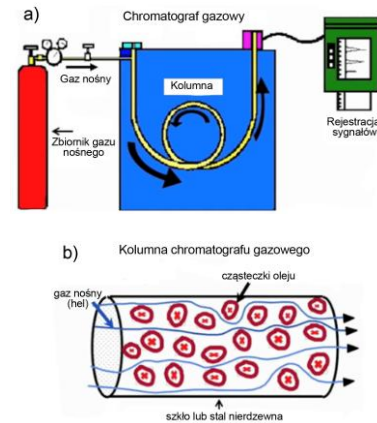
HYDRAN jest zazwyczaj instalowany na złączce typu "T" wstawionej w rurze pomiędzy kadzią transformatora a odpływem z chłodnicy. Kołnierz montażowy HYDRANu jest podgrzewany cyklicznie aby uniknąć powstawania warstwy stacjonarnego oleju wewnątrz złączki "T". W skrzynce kontrolnej znajduje się pamięć, w której są zapisywane wartości  $H_2$  i CO. Sygnały wyjściowe ze skrzynki kontrolnej są wysyłane do sterowni w budynku stacji.

Prototyp HYDRANu został opracowany w Instytucie Badawczym Hydro-Quebec (IREQ), a następnie firma Syprotec podjęła produkcję i pierwsze 500 HYDRANów zainstalowano na wielkich transformatorach Hydro-Quebec. Po kilku latach General Electric wykupiła firmę Syprotec i przejęła produkcję oraz sprzedaż HYDRANów.

W ciągu pierwszych lat eksploatacji niektórzy użytkownicy skarżyli się, że zawartość wodoru wskazywana przez HYDRAN jest większa niż wyniki otrzymywane w warunkach laboratoryjnych. Po analizie okazało się, że rzeczywistą przyczyną tych rozbieżności było ulatnianie się wodoru z nieszczelnych pojemników. Stąd, po wprowadzeniu hermetycznych pojemników do akwizycji próbek olejowych, wskazania HYDRANów były zbliżone z wynikami analizy laboratoryjnej [4].

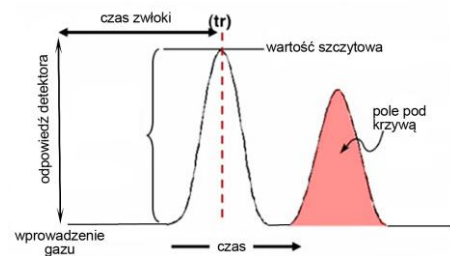
### 4. CALISTO - chromatograf gazowy zainstalowany na transformatorze

Laboratoryjne chromatografy gazowe typu są znane i stosowane od lat. Jednakże CALISTO jest chromatografem, który został przez firmę Morgan-Schaffer przystosowany do zainstalowania na pracującym transformatorze. Jest to zaawansowany przyrząd (Calisto 9), który mierzy zawartość siedmiu gazów (wodór, metan, etan, etylen, acetylen, tlenek i dwutlenek węgla) oraz zawartość wody w oleju (rys. 4a). Zawartość wodoru jest mierzona w sposób ciągły, pozostałe gazy co cztery godziny. Podczas jednego cyklu operacyjnego neutralny gaz (hel), transportuje przez olej cząsteczki gazów rozpuszczonych do detektora zawartości gazu (rys. 4b). Rodzaj gazu jest określony przez czas jego transportu wzdłuż kolumny chromatografu (czas zwłoki – rys.5, z lewej). Jego ilość jest natomiast proporcjonalna do pola krzywej odpowiedzi detektora.



Rys. 4. Schemat działania chromatografu CALISTO [5]

Fig. 4. Schematic diagram of CALISTO chromatograph operation principle [5]



Rys. 5. Charakterystyka czujnika chromatografu CALISTO (z lewej) oraz widok chromatografu CALISTO zainstalowanego na transformatorze (z prawej) [5]

Fig. 5. CALISTO chromatograph sensor characteristic (left) and CALISTO chromatograph mounted on the transformer (right) [5]

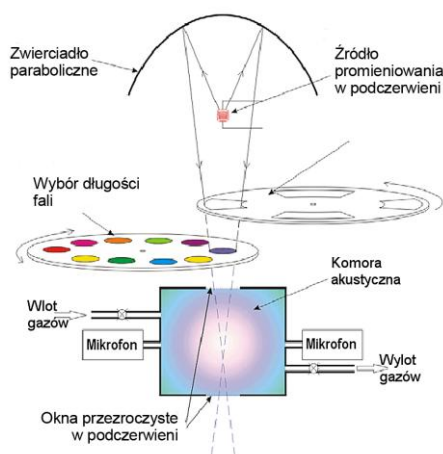
CALISTO zapewnia wysoką dokładność odczytu zawartości gazów i jest wyposażony w różne rodzaje komunikacji z zewnętrzną jednostką PC. Co dwa lata należy wymienić gaz nośny i kalibrujący, a cały przyrząd instrument jest objęty trzyletnią gwarancją. Wewnętrzna pompa i system zaworów jest określony jako nie wymagający przeglądów. CALISTO jest urządzeniem kosztownym i z tego powodu instaluje się go przeważnie na transformatorach dużych mocy o strategicznym znaczeniu dla niezawodności systemu energetycznego.

### 5. TRANSFIX - foto-akustyczny spektrograf gazowy

W oparciu o foto-akustyczny spektrograf gazowy zbudowany przez NASA do nadzorowania stanu zdrowia astronautów, firma Kelmann opracowała urządzenie do monitorowania zawartości gazów w oleju transformatorowym. Obecnie oferuje ona dwa modele tych analizatorów. Pierwszy o nazwie TRANSFIX przeznaczony jest do zainstalowania na transformatorze, drugi o nazwie TRANSPORT X używany jest do badania próbek oleju bezpośrednio na stacji.

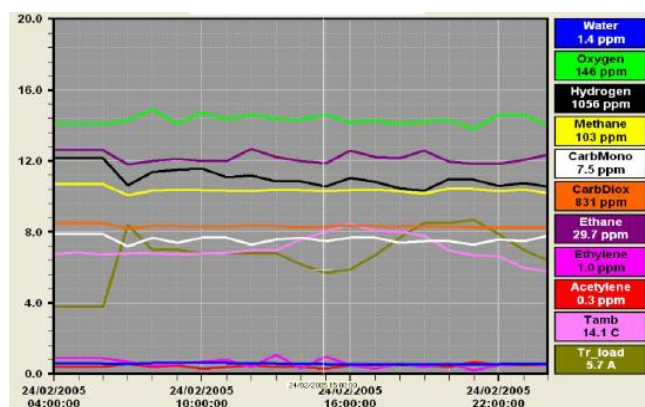
Zasada działania tego spektrometru pracującego w podczerwieni polega na tym, że określony gaz absorbuje promieniowanie podczerwone o długości fali właściwej dla tego gazu. Zjawisko to wykorzystano do foto-akustycznej detekcji gazów, która polega na pomiarze sygnału emisji akustycznej wywołanej gwałtownym rozszerzaniem się gazu w komorze, poddanemu oddziaływaniu promieniowania o charakterystycznej długości fali (rys. 6). Promieniowanie podczerwone w postaci powtarzających się impulsów powoduje cykliczne wydzielanie się energii w próbce oleju z zawartością gazu i generowanie impulsów akustycznych. Odpowiednio dobrany mikrofon przekształca je na sygnał elektryczny, którego wartość zależy od koncentracji gazu. Wirująca tarcza z filtrami moduluje wiązkę promieniowania przepuszczając kolejno długości fali odpowiadających absorpcji przez określone gazy.

Zaletą metody foto-akustycznej w porównaniu do konwencjonalnego spektrometru jest większa dokładność i niezawodność, rzadsze przeglądy i kalibracje. Ponadto mierzy on bezpośrednio zaabsorbowaną energię promieniowania podczerwonego, co nie wymaga stosowania wzorcowej komórki odniesienia. Ponadto nie występuje dryft poziomu zerowego.



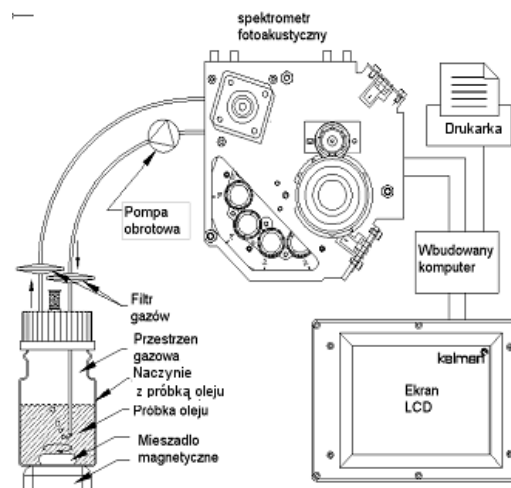
Rys. 7. Zasada działania foto-akustycznego spektrometru gazowego [6]  
Fig. 7. Principle of operation of photo-acoustic gas spectrograph [6]

W spektrografii tym stosuje się filtry, które przepuszczają promieniowanie o długości fali odpowiadającej absorpcji przez wodor, metan, etan, etylen, acetylen, tlenek i ditlenek węgla oraz tlen. Przetworzony sygnał emisji akustycznej przesyłany jest do komputera, wraz z danymi o zastosowanym filtrze. Informacje te przetwarzane są na zawartość danego gazu w oleju i rejestrowane w pamięci komputera PC. Dodatkowo mierzone są również temperatura otoczenia ( $T_{amb}$ ) oraz prąd obciążenia ( $I_r$  load) (rys. 8).



Rys. 8. Przykładowa rejestracja zawartości gazów w oleju przez zainstalowany na transformatorze spektrometr TRANSPARENT  
Fig. 8. Exemplary recording of gases amount in the oil performed by TRANSPARENT spectrograph mounted on the transformer

Na rysunku 9 pokazano schemat spektrometru TRANSPARENT X wraz z naczyniem do pobierania próbek oleju oraz mieszadłem magnetycznym. Gazy pobierane z przestrzeni nad lustrem oleju są pompowane do komory akustycznej, a następnie analizowane w spektrometrze właściwym.



Rys. 9. Elementy przenośnego urządzenia TRANSPARENT X  
Fig. 9. Components of portable device TRANSPARENT X

W tabelicy 1 podano wyniki analizy zawartości gazu w oleju transformatora wykonywanych dla identycznych próbek oleju przez spektrometry TRANSPARENT X, TRANSPARENT oraz w warunkach laboratoryjnych. Wynika z nich, że dla niektórych gazów zanotowano duże różnice w podawanych wartościach. Jak się wydaje rozbieżności te są wynikiem stosowanej metodyki pomiaru, a w tym sposobu przygotowania próbki olejowej. Niemniej jednak obserwowany trend zmian ilości gazów podczas eksploatacji transformatorów był podobny.

Wysoki koszt urządzenia TRANSPARENT powoduje, że jest ono stosowane raczej do monitorowania stanu izolacji dużych i strategicznie ważnych transformatorów.

Tab. 1. Analiza DGA próbki oleju wykonana przez TRANSPARENT X, TRANSPARENT oraz w laboratorium [ppm]  
Tab. 1. DGA analysis of the oil sample performed by TRANSPARENT X, TRANSPARENT and in the laboratory [ppm]

Przyrząd	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O
TRANSPARENT X	602	108	33	1	<1	10	905	5
laboratorium	958	105	27	0	0	4	869	3
TRANSPARENT	1056	103	29,7	1	0,3	7,5	831	1,4

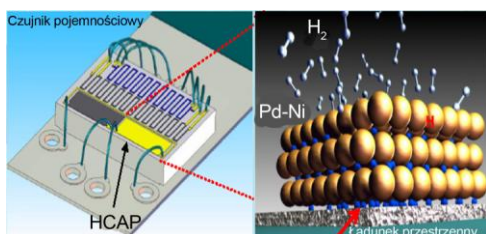
## 6. InsuLogix H - monitoring zawartości wodoru w oleju transformatorowym

Palladowe czujniki do wykrywania wodoru w gazach i cieczach od dawna są stosowane w przemyśle tam, gdzie występują duże i szybkie zmiany jego zawartości w gazie lub cieczy.

Wykorzystują one zdolność palladu do absorbowania wodoru z otaczającego środowiska i do jego oddawania w stanach nadmiarowych. Absorbując wodor pallad tworzy wodorek palladu, który jest ich metalicznym stopem, a jego molekule rozszerzają się i ścisają przylegające monowarstwy palladu. W konsekwencji rezystywność palladu zmniejsza się ze wzrastającą zawartością wodoru. Przy niskich koncentracjach wodoru zmiana ta jest bardzo mała, jednakże zgromadzony przez wodorek ładunek elektryczny powoduje, że rośnie pojemność monowarstwy palladu, a tym samym pojemność warstwy czujnika palladowego. Proces ten jest odwracalny i pallad może służyć do monitorowania zawartości wodoru.

Wykorzystując niską cenę palladowych czujników Firma Weidmann opracowała układ do monitorowania zawartości wodo-

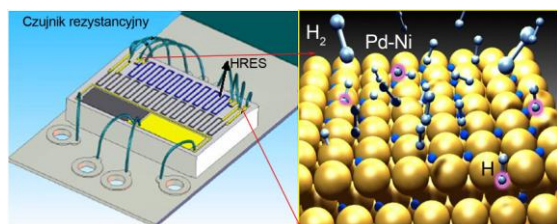
ru w oleju transformatorowym. Urządzenie o nazwie InsuLogix H, przeznaczone jest do stosowania m.in. w transformatorach średniej mocy. Wykorzystuje ono czujnik produkowany przez amerykańską firmę H2scan Company, który składa się z cienkiej powłoki stopu palladu z niklem naniesionej na izolacyjną podstawę zintegrowaną z grzejnikiem i czujnikiem temperatury. Stałą temperaturę czujnika utrzymuje układ elektroniczny sterujący grzejnikiem.



Rys. 10. Zasada pomiaru małej zawartości wodoru czujnikiem palladowym. HCAP - czujnik pojemnościowy

Fig. 10. Principle of measurement of low hydrogen amount with palladium sensor. HCAP – capacitive sensor

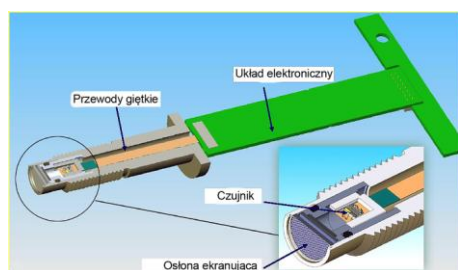
Dwa oddzielne czujniki palladowe zainstalowane na tej samej podstawie pokrywają szeroki zakres pomiarowy zawartości wodoru w otaczającym środowisku (rys. 10, rys. 11). Pojemnościowy czujnik przeznaczony jest do pomiaru małej, (rzędu ppm), zawartości wodoru (rys. 10), natomiast czujnik rezystancyjny stosuje się do pomiaru dużego stężenia wodoru do 0.5% (rys. 11).



Rys.11. Zasada pomiaru dużej zawartości wodoru czujnikiem palladowym. HRES - czujnik rezystancyjny

Fig. 11. Principle of measurement of high hydrogen amount with palladium sensor. HRES – resistive sensor

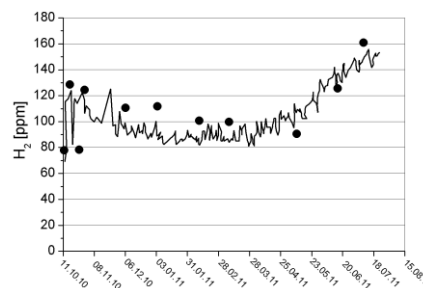
Na rysunku 12 przedstawiono konstrukcję czujnika palladowego firmy H2scan w obudowie przystosowanej do zanurzenia w oleju transformatorowym. Giętka, wieloprzewodowa taśma łączy czujnik z układem elektronicznym i obwodem sprężenia zwrotnego utrzymującym stałą temperaturę czujnika.



Rys. 12. Czujnik palladowy firmy H2scan [7]

Fig. 12. Palladium sensor produced by H2scan [7]

Na rysunku 13 przedstawiono wyniki prowadzonej w ciągu 10 miesięcy rejestracji zawartości wodoru w oleju transformatora 185 MVA, 230 kV przy pomocy urządzenia InsuLogix H. Zmierzone za pomocą czujnika palladowego stężenie wodoru porównano przy tym z rezultatami analizy DGA wykonanej w warunkach laboratoryjnych (rys. 13 – punkty). Stwierdzono, że pomimo niewielkich rozbieżności, obserwowany trend zmian zawartości wodoru w oleju był bardzo zbliżony.



Rys. 13. Rejestracja zawartości wodoru w oleju transformatora 185 MVA, 230 kV za pomocą przyrządu InsuLogix H. Punkty – zawartość H<sub>2</sub> na podstawie analizy DGA

Fig. 13. Hydrogen amount recorded in 185 MVA, 230 kV transformer oil with InsuLogix H device. Dots – H<sub>2</sub> amount on the base of DGA analysis

InsuLogix H jest relatywnie prostym układem do monitorowania zawartości wodoru w oleju transformatorowym, nie wymagającym przeglądów ani obsługi. Jego cena uzasadnia instalowanie na transformatorach średniej mocy. Wprawdzie nie konkuruje on dokładnością pomiaru oferowaną przez chromatograf CALISTO 9, ale zapewnia zakres pomiarowy od 10 ppm do 200 000 ppm z rozdzielczością 1 ppm i niepewnością mniejszą od 20 % wartości mierzonej albo 25 ppm. Wyniki pomiaru są zapisane w wewnętrznej pamięci i zachowane przez okres jednego roku.

## 7. Wnioski

Porównanie kilku najbardziej rozpowszechnionych układów do monitorowania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju transformatorowym wskazuje na skuteczność takiego sposobu diagnozowania stanu izolacji transformatora.

W zależności od mocy transformatora, a więc jego kosztu i strategicznego usytuowania w systemie elektroenergetycznym stosowane są bardziej złożone a zarazem bardziej kosztowne układy monitorujące.

Zasada działania takich układów jest bardzo zróżnicowana. Od prostego ogniwa paliwowego, przez nowoczesny spektrograf fotoakustyczny, klasyczny chromatograf gazowy przystosowany do pracy na transformatorze, aż do zmodyfikowanego czujnika ze stopu palladu z niklem.

Każde z tych rozwiązań oferuje pewne zalety ale niesie ze sobą ograniczenia, które wskazują na przydatność urządzenia monitorującego do określonych zastosowań.

Dotychczas wysoka cena takich urządzeń ograniczała ich zastosowanie do wielkich i strategicznie ważnych transformatorów.

Wprowadzenie niedrogich czujników palladowych uzasadnia ich instalację na transformatorach średniej mocy, zwłaszcza na jednostkach o izolacji zestarzonej podczas wieloletniej eksploatacji.

## 8. Literatura

- [1] ANSI/IEEE, C57.104-2008, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York 2009.
- [2] IEEE Std.C.57, Guide for the Interpretation of Gases Generated In Oil-Immersed Transformers, 104-1991.
- [3] [http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/substation\\_md/en/monitoring\\_instr\\_sys/hydran.htm](http://www.gepower.com/prod_serv/products/substation_md/en/monitoring_instr_sys/hydran.htm)
- [4] Gutten, M., Trunkvalter, M., Jurčík, J.: The monitoring of oil transformer 22/0,4 kV in laboratory conditions, JEE - Journal of Electrical Engineering, Vol. 11, 2011, ISSN 1582-4594, Edition 1, pp. 52-56, PL
- [5] <http://www.morganschaffer.com/products.php?id=1>
- [6] <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0065211308002046>
- [7] [http://www.envirotech-online.com/news/gasdetction/8/h2scan\\_corporation/hydrogen\\_analyser\\_product\\_line\\_extended\\_with\\_affordabl\\_e\\_new\\_models/16607/](http://www.envirotech-online.com/news/gasdetction/8/h2scan_corporation/hydrogen_analyser_product_line_extended_with_affordabl_e_new_models/16607/)