

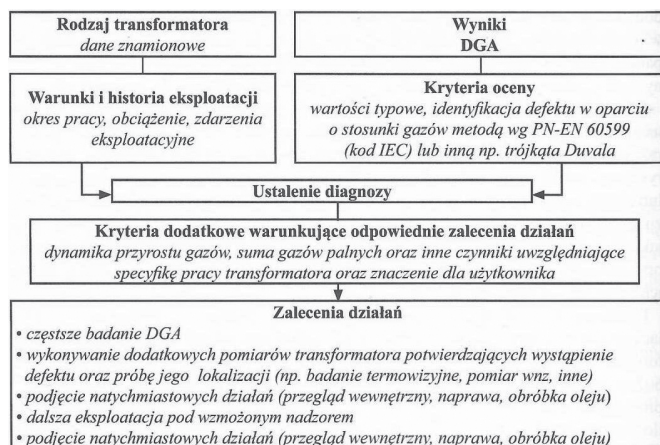
Eksploatacja i diagnostyka transformatorów w fabryce

Urszula Kałużna, Michał Koch

1. Wstęp

Zakłady produkcyjne i fabryki mają na wyposażeniu transformatory, które zapewniają dostarczanie energii elektrycznej na linie technologiczne. W sumie może to być kilkanaście transformatorów. Produkcja zakładu jest uzależniona od transformatorów. Służby utrzymania ruchu są odpowiedzialne za stan techniczny transformatorów. Pomocna w tym jest Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów RIET [2], która w punkcie 6.1.3 opisuje „Badania techniczne transformatorów w eksploatacji”, a w załącznikach podaje metodykę badań.

Zarządzanie eksploatacją transformatorów w firmie obejmuje okres od zainstalowania do wycofania z eksploatacji. Dla transformatorów jest to najczęściej 30 do 50 lat. Czas ten jest determinowany głównie przez układ izolacyjny uzwojeń, który jest degradowany przez temperaturę, zawilgocenie i siły dynamiczne występujące w czasie zdarzających się zwarc, w tym przy działaniu SPZów. Aktualny stan techniczny układu izolacyjnego uzwojeń można trafnie zidentyfikować poprzez diagnostykę. Zakres badań diagnostycznych przedstawianych w literaturze [1, 2] jest szeroki. Diagnostyka transformatorów olejowych jest prowadzona poprzez analizę chromatograficzną składu i koncentracji gazów rozpuszczonych w oleju, są to tzw. badania DGA (Dissolved Gas Analysis). Schemat formułowania diagnozy i zaleceń na podstawie DGA [2] jest przedstawiony na rys. 1.



Rys. 1. Schemat formułowania diagnozy i zaleceń na podstawie DGA [2]

Celem artykułu jest propagowanie metody diagnostycznej DGA transformatorów zasilających linie technologiczne w zakładach przemysłowych. W artykule przedstawiono diagnostykę transformatorów zainstalowanych w jednej z fabryk, z którą od ponad 30 lat firma „ELEKTROIZOLACJA”

Streszczenie: Diagnostyka okresowa transformatorów olejowych bazuje na badaniach oleju. Zgodnie z Ramową Instrukcją Eksploatacji Transformatorów [2] podano zakres badań oleju i wartości odniesienia parametrów oleju (tabela 1). W fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej $S_N=16\pm 0,1$ MVA. Transformatory mają już ponad 50 lat i jak widać z tabeli 2, są sprawne, gdyż personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju. Jeśli któryś z parametrów oleju przekracza wartość graniczną olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Na przykład olej transformatora o mocy znamionowej 1 MVA w roku 2022 był trzy razy badany, a następnie czyszczony i dopiero spełniał warunki odniesienia, lecz już po 7. miesiącach powtórzone badania w marcu 2023 r. wykazały, że olej warunków odniesienia DGA nie spełnia. Wyniki badań oleju (tabela 3 – 5) świadczą, że izolacja papierowo-olejowa uzwojeń jest zużyta.

Słowa kluczowe: transformatory, badanie oleju, DGA, parametry oleju.

OPERATION AND DIAGNOSTICS OF TRANSFORMERS IN THE FACTORY

Summary: Periodic diagnostics of oil transformers is based on oil tests. In accordance with the Framework Operating Instructions for Transformers [2], the scope of oil tests and reference values of oil parameters are provided (Table 1). There are 20 transformers with a rated power of $S_N=16\pm 0,1$ MVA installed in the factory. The transformers are over 50 years old and, as can be seen from Table 2, are in good working order, as the technical staff of the factory conducts periodic inspections of the DGA and electrical insulating parameters of the oil. If any of oil parameters exceed the limit value, the oil is cleaned and the tests are repeated. For example, transformer oil with a rated power of 1 MVA in 2022 was tested three times and then cleaned and only met the reference conditions, but after 7 months the tests were repeated in March 2023. showed that the oil does not meet the DGA reference conditions. The results of oil tests (Tables 3 – 5) show that the paper-oil insulation of the windings is worn out.

Keywords: transformers, oil testing, DGA, oil parameters.

współpracuje. Diagnostyka ta bazuje na badaniach:

- DGA,
- napięcia przebicia, rezystywności i tgδ,
- zawartości wody w oleju.

2. Typowe wartości stężeń gazów rozpuszczonych w oleju

Informacje o stanie technicznym transformatorów olejowych są zakodowane w oleju. Właściwość tę zauważono już we wcześniejszych latach 50. XX w., a chromatografię gazową do wykrywania uszkodzeń wewnętrznych transformatorów włączono do programu badań transformatorów w latach 70. XX w. W Polsce od początku badania te były prowadzone w Laboratorium badań izolacji ZPBE Energopomiar, a od roku 1992 w ZPBE Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o. Składniki DGA i koncentracje poszczególnych składników gazowych są przeliczane na ciśnienie 101,3 kPa i temperaturę 20°C. Wartości liczbowe podawane są w [ppm = $\mu\text{l/l}$] objętości gazu do objętości oleju. Bazując na doświadczeniach własnych, firm krajowych i zagranicznych oraz publikacjach CIGRE¹, autorzy RIET podali wartości odniesienia (wartości graniczne) wskaźników diagnostycznych: DGA, napięcia przebicia, rezystywności, tg δ i zawartości wody w oleju – tabela 1. Przekroczenie podanych wartości odniesienia jest sygnałem, że parametry izolacji uzwojeń uległy niekorzystnej zmianie.

Tabela 1. Wartości odniesienia koncentracji gazu wydzielonego z próbek oleju [2]

Lp.	Składnik gazu	Ilość [ppm- $\mu\text{l/l}$]
1	Wodór - H ₂	300
2	Metan - CH ₄	180
3	Etan - C ₂ H ₆	170
4	Etylen - C ₂ H ₄	220
5	Acetylen - C ₂ H ₂	70
6	Propan - C ₃ H ₈	60
7	Propylen - C ₃ H ₆	70
8	Tlenek węgla - CO	480
9	Dwutlenek węgla - CO ₂	5000

Tabela 2. Stosunek stężeń gazów

Kryteria określające temperaturę przegrzania	Stosunki gazów charakterystycznych	Wartości liczbowe stosunku stężeń dla temperatury [oC]		
		150÷300	300÷700	>700
wg IEC Publ. 60599	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆	<1	1÷4	>4
wg Energopomiar - Elektryka	C ₃ H ₆ / C ₃ H ₈	<2	2÷6	>6
	C ₂ H ₄ / C ₃ H ₈	<3	3÷15	>15

Kryterialna suma gazów palnych, (pozycje 1÷8) wynosi 1550 [ppm], a dynamika przyrostu sumy gazów palnych <40 [ppm/miesiąc]. Przy sumie gazów palnych przekraczających 1550 [ppm] i dynamice >40 [ppm/miesiąc] występują już symptomy niekorzystnych zmian w układzie izolacyjnym transformatora. Przy sumie gazów palnych:

- 1550÷2500 [ppm] wskazane jest czyszczenie, bądź wymiana oleju,
- 2500÷3700 [ppm] informacja o niekorzystnej zmianie parametrów izolacji, konieczne jest czyszczenie, bądź wymiana oleju,
- 3700÷7500 [ppm] stan zagrożenia, wymiana oleju,
- >7500 [ppm] stan przedawaryjny.
Dodatkowe wskaźniki diagnostyczne [2]:
- Napięcie przebicia próbki oleju, przy 2,5 mm przerwie, zmierzony w układzie elektrod kulistych lub półkulistych o quasi-równomiernym rozkładzie pola elektrycznego. $U_p \geq 40$ kV. (PN-EN 60156:2008).
- Rezystywność w temperaturze 50°C – $\rho \geq 2 \cdot 10^9$ Ωm . (PN-EN 60247:2008).
- Współczynnik strat dielektrycznych $\text{tg}\delta \leq 0,07$ w temp. 50°C – (PN-EN 60247:2008).
- Zawartość wody, wyznaczona metodą K. Fischera, ≤ 25 [ppm], (PN-EN 60814:2002).

3. Zestawienie transformatorów zainstalowanych w przykładowej fabryce

W przykładowej fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej: od 16 MVA do 100 kVA. W tabeli 2 zestawiono dane identyfikacyjne transformatorów.

Tabela 2. Transformatory zainstalowane w przykładowej fabryce

Lp.	Identyfikacja		Parametry znamionowe			Rok budowy	Data ostatniego badania	Wynik badania
	Typ	Oznaczenia	Moc MVA	Napięcie kV	Prąd A			
1	TOR3b/16000/110	Tr1	16/10/10	110/15/6	84/385/962	1976	26.06.2017 25.04.2019	wym. olej pozytywny
2	TOR3b/16000/110	Tr2	16/10/10	110/15/6	84/385/ 962	1976	26.06.2017 25.04.2019	wym. olej pozytywny
3	TONa/1000/6	Tr3	1	6/04	96/1443	1975	07.07.2022	pozytywny
4	TONa/1000/6	Tr4	1	6/04	96/1443	1975	10.05.2022	pozytywny
5	TONa 1000/6	Tr5	1	6/04	96/1443	1976	10.02.2023	pozytywny
6	TONa 1000/6	Tr6	1	6/0,4	96/1443	1976	21.03.2022 29.06.2022 27.02.2023	H2O H2O negatywny
7	TONa 1000/6	Tr7	1	6/0,4	96/1443	1976	10.02.2023	pozytywny
8	TONa 1000/6	Tr8	1	6/0,4	96/1443	1976	10.02./2023	pozytywny
9	TONa 1000/6	Tr9	1	6/0,4	96/1443	1976	22.04.2016 26.06.2017 10.02.2023	H2O H2O; Up=20 <40 kV pozytywny
10	TAOb 400/15h	Tr10	0,63	6/0,4	60,6/ 909	1981	27.02.2022 27.02.2023	pozytywny H2O
11	TAOb 630/15	Tr11	0,63	6/0,4	60,6/ 909	1976	27.02.2023	pozytywny
12	TAOb 630/15	Tr12	0,63	6/04	60,6/ 909	1976	10.02.2023	pozytywny
13	TOo 500/10	Tr13	0,5	6/0,4	48/ 722	1974	20.02.2022 10.02.2023	H2O pozytywny
14	TON 500/10	Tr14	0,5	6/0,4	48/ 722	1974	17.02.2023	pozytywny
15	TAOb 400/15	Tr15	0,4	6/0,4	38,5/ 577	1977	21.04.2021	pozytywny
16	TAOb 400/15	Tr16	0,4	6/0,4	38,5/ 577	1978	23.03.2022	pozytywny
17	TAOh 400/15h	Tr17	0,4	6,3/0,4	38,5/ 677	1982	10.02.2023	pozytywny
18	TAOa 100/15	Tr18	0,1	6/0,4	24/ 144	1974	21.04.2021	pozytywny
19	TAO 100/15	Tr19	100	6/0,4	24/ 144	1968	27.02.2023	$\rho=1,1 \times 10^{-9}$ [Ωm]
20	TAOa 100/15	Tr20	0,1	6/0,4	24/144	1974	21.04.2021	pozytywny

Z analizy DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju transformatora nr Tr6 (zaciemiony) wynika, że jego układ izolacyjny jest najbardziej zużyty, dlatego badania prowadzone na tym transformatorze omówiono w następnym punkcie.

4. Badania oleju

Transformatory mają już ponad 50 lat i z uwagi na wiek kwalifikują się do wymiany, lecz są sprawne, dlatego że personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju. Po przekroczeniu któregoś z parametrów granicznych olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Analizując protokoły z badań oleju z kilku ostatnich lat, stwierdzono, że transformator TONa 1000/6 nr Tr6 wymagał najwięcej zabiegów czyszczenia oleju. Transformator ma parametry znamionowe: $S_N=1000$ kVA; GN – $6000\pm 5\%/3000\pm 5\%$ V, 96,2/192,4 A; DN – 400 – 231 V, 1442 A; $u_{z\%}=4,5\%$; straty jałowe (w rdzeniu) $\Delta P_0=1350$ W; straty obciążeniowe (w uzwojeniach) $\Delta P_{uz}=14300$ W. Tabliczkę znamionową transformatora przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Tabliczka znamionowa transformatora

Wyniki badań oleju transformatora nr Tr6 z lat 2019 – 2023 zamieszczono w tabelach 3 – 5, jest to jednocześnie ilustracja prowadzonych systematycznie badań diagnostycznych wszystkich transformatorów.

Stężenia: etanu, propanu i tlenku węgla przekraczają wartości graniczne (zaciemiono). Suma stężeń gazów palnych nie przekracza wartości granicznej 1550 [ppm], lecz dynamika przyrostu sumy gazów palnych, po ostatnim czyszczeniu oleju, jest ponad 2 razy większa od wartości granicznej, świadczy to o zestarzałej izolacji, w szczególności papieru.

Tabela 4. Stosunek stężeń gazów

Data badania	24.04. 2019	21.03. 2022	22.06. 2022	08.08. 2022	17.03. 2023
C2H4/ C2H6	0,196	0,1	0,55	1	0,13
C3H6/ C3H8	0,39	0,2	0,13	0,10	0,27
C2H4/ C3H8	0,18	0,38	0,09	1,0	0,24

Stosunki stężeń gazów świadczą, że temperatura izolacji nie przekraczała 150°C.

Zawilgocenie izolacji

Wpływ zawilgocenia oleju na parametry elektryczne izolacji przedstawimy także na przykładzie transformatora TONa 1000/6 nr Tr6. Wyniki kolejnych pomiarów po suszeniu oleju zamieszczono w tabeli 5.

Tabela 3. Analiza DGA oleju transformatora nr Tr6

Pl	Data badania →	Wartość graniczna	24.04. 2019	21.03.2022	22.06.2022	08.08.2022	17.03.2023
	Składnik gazu ↓		Ilość [ppm-μl/l]				
1	Wodór – H ₂	300	60	110	56	6	145
2	Metan – CH ₄	180	90	100	76	1	64
3	Etan – C ₂ H ₆	170	112	261	198	1	114
4	Etylen – C ₂ H ₄	220	22	26	11	1	15
5	Acetylen – C ₂ H ₂	70	brak	brak	brak	brak	Brak
6	Propan – C ₃ H ₈	60	124	332	119	1	62
7	Propylen – C ₃ H ₆	70	48	68	15	1	17
8	Tlenek węgla – CO	480	526	543	270	35	485
9	Dwutlenek węgla – CO ₂	5000	7641	4812	1920	280	1622
10	Powietrze		53677	56848	61835	41674	50376
11	Suma gazów, w tym palnych	6550	62300	63100	64500	42000	52900
		1550	982	1440	745	46	902
12	Dynamika przyrostu sumy gazów palnych, wartość graniczna 40 [ppm/miesiąc]	41,6	olej był czyszczony			95	

Tabela 5. Parametry elektryczne izolacji

Rodzaj badania	Wartość graniczna	Data: miesiąc/rok						Pomiar wg normy	
		04. 2021	03.2022	06.2022	08.2022	09.2022	02.2023		
zawartość wody	ppm	25	25	43	90	25	14	11	PN-EN 60814:2002
napięcie przebicia	kV	≥ 40	50	31	11	77	82	89	IEC 60156:2018
rezystywność	Ωm	≥ 2 × 10 ⁹	1,3 × 10 ¹⁰	9,3 × 10 ⁹	brak możliwości odczytu	9,3 × 10 ⁹	1,4 × 10 ¹⁰	1,5 × 10 ¹⁰	PN-EN 60247:2008
tgδ		≤ 0,07		0,02	nie mierzono				

Zawilgocenie oleju obniża znacząco napięcie przebicia oleju.

5. Ekonomia eksploatacji transformatorów

Transformatory zestawione w tabeli 2 mają już ponad 50 lat, ich projektowany resurs skończył się, diagnostyka i czyszczenie bądź wymiana oleju utrzymuje transformatory sprawnymi, lecz zwiększa koszty eksploatacji. Rozpatrzmy czy koszt rozpraszanej energii (energii strat) uzasadnia wymianę transformatorów na transformatory nowe. Zilustrujemy to na przykładzie transformatora o mocy znamionowej S_N=1000 kVA, nr Tr6. Straty mocy w transformatorze, według tabliczki znamionowej, wynoszą: ΔP₀=1350 W; ΔP_{uz}=14300 W. Sprawność transformatora

$$\eta_N = \frac{S_N}{S_N + \Delta P_0 + \Delta P_{uz}} 100 = \frac{1000 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3 + 1350 + 14300} \cdot 100 = 98,459\%$$

Transformatory obecnie produkowane, pod względem sprawności, muszą spełniać Rozporządzenie Komisji Europejskiej [5], zgodnie z którym sprawność transformatora olejowego o mocy 1000 kVA musi wynosić η_{N[5]} ≥ 99,484%. Ta sama wartość sprawności transformatora jest podana w Normie Europejskiej [7]. Natomiast Norma Europejska [6] określa maksymalne straty mocy. Dla transformatora olejowego o mocy S_N=1000 kVA są to: ΔP_{0[6]} ≤ 693 W, ΔP_{uz[6]} ≤ 7600 kVA.

Wyliczona sprawność

$$\eta_{N[6]} = \frac{S_N}{S_N + \Delta P_{0[6]} + \Delta P_{uz[6]}} 100 = \frac{1000 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3 + 693 + 7600} \cdot 100 = 99,177\%$$

i jest niższa od sprawności podanej w Rozporządzeniu i w Normie [7], η₋(N[6]) < η₋(N[5]). Widać tu niekonsekwencje Norm: [6] i [7] mimo, że numer podstawowy Norm jest ten sam i mają tę samą datę wydania (2020.10).

Moc prawną ma Rozporządzenie, czyli sprawność η_{N[5]} = 99,484% obowiązuje przy sprawności η_{N[5]} = 99,484 % sumaryczne straty mocy

$$\Delta P_{0[5]} + \Delta P_{uz[5]} = S_N \left(\frac{100}{\eta_{N[5]}} - 1 \right) = 1000 \cdot 10^3 \left(\frac{100}{99,484} - 1 \right) = 5187 \text{ W}$$

Jeżeli straty mocy podzielić w stosunku

$$\frac{\Delta P_{0[5]}}{\Delta P_{uz[5]}} = \frac{\Delta P_{0[6]}}{\Delta P_{uz[6]}} = \frac{693}{7600} = 0,0912 \approx 0,09$$

to straty mocy

$$\Delta P_{0[5]} = 473 \text{ W}; \Delta P_{uz[5]} = 4714 \text{ W}$$

Zakładamy, że transformator jest załączony do sieci elektroenergetycznej stale, czyli przez liczbę godzin w roku (t₀=8760 godzin/rok), a jest obciążony w dni robocze przez 10 godzin dziennie (t_{ob}=2540 godziny/rok) mocą S_{ob}=0,8S_N=800 kVA.

Rozpraszanie energii w formie ciepła wynosi w obecnym transformatorze nr Tr6

$$\Delta W_{Tr6} = t_0 \Delta P_0 + t_{ob} \left(\frac{S_{ob}}{S_N} \right)^2 \Delta P_{uz} = 8760 \cdot 1350 + 2540 \left(\frac{800}{1000} \right)^2 14300 \approx 35 \cdot 10^6 \text{ Wh}$$

i w transformatorze nowym

$$\Delta W_{[5]} = t_0 \Delta P_{0[5]} + t_{ob} \left(\frac{S_{ob}}{S_N} \right)^2 \Delta P_{uz[5]} = 8760 \cdot 473 + 2540 \left(\frac{800}{1000} \right)^2 4414 \approx 11 \cdot 10^6 \text{ Wh}$$

W transformatorze nowym straty energii byłyby trzy razy mniejsze. Jeśli policzymy średnią cenę energii 800 zł/MWh, to koszt energii w ciągu roku w transformatorze nr Tr6 wynosi 28 tys. zł/rok, a w transformatorze nowym wynosiłby 8,8 tys. zł/rok. Zmniejszenie kosztu za energię, z jednego tylko transformatora, wynosi 19,2 tys. zł/rok.

6. Podsumowanie

W fabryce jest zainstalowanych 20 transformatorów o mocy znamionowej S_N=16÷0,1 MVA. Transformatory mają już około 50 lat i jak widać z tabeli 2, są sprawne, gdyż personel techniczny fabryki przeprowadza okresową kontrolę DGA i parametrów elektroizolacyjnych oleju: napięcia przebicia, rezystywność i tgδ. Wyniki badań są porównywane z wartościami odniesienia (granicznymi), które są podane w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [2] i przytoczone w tabeli 1. Jeśli któryś z parametrów oleju przekracza wartość odniesienia, olej jest czyszczony i badania są powtarzane. Takie operacje są prowadzone aż do skutku, to jest do zgodności wszystkich parametrów oleju z wartościami odniesienia. Na przykład olej transformatora o mocy znamionowej 1 MVA w roku 2022 był trzy raz badany, a następnie czyszczony i dopiero spełniał warunki odniesienia, lecz już po 7. miesiącach powtórzone badania, w marcu 2023 r. wykazały, że olej warunków odniesienia DGA nie spełnia. Wyniki badań oleju, zawarte w tabelach 3 – 5, świadczą, że izolacja papierowo – olejowa uzwojeń transformatora jest zużyta.

Transformatory, zastawione w tabeli 2, z uwagi: na wiek, koszty badania i czyszczenia oleju oraz koszty rozpraszanej energii w formie ciepła, kwalifikują się do wymiany. ■

Przypisy


[1] CIGRE (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) jest międzynarodowym stowarzyszeniem non-profit, którego celem jest promowanie współpracy oraz ułatwianie wymiany wiedzy technicznej i informacji między specjalistami z całego świata w celu poprawy systemów elektroenergetycznych, a w szczególności wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej przy wysokich napięciach.

Literatura

- [2] Kaźmierski Marcei, Olech Waldemar: Diagnostyka techniczna i monitoring transformatorów. Wyd. ZPBE Energomiar-Elektryka, ISBN 978-83-916040-5-2. Gliwice 2013.
- [3] Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów. Wyd. ZPBE Energomiar-Elektryka ISBN 978-83-916040-6-9. Gliwice 2022.
- [4] PN-EN 60567:2012 Urządzenia elektryczne olejowe – pobieranie próbek gazów oraz analiza gazów wolnych i rozpuszczonych – Wytyczne.
- [5] PN-EN IEC 60599:2023-02. Urządzenia

elektryczne impregnowane olejem mineralnym w eksploatacji – Wytyczne interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych (wersja angielska).

- [6] Rozporządzenie Komisji (UE) 201911783 z dnia 1 października 2021 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 548/2014 z dnia 21 maja 2014 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/1125/WE w odniesieniu do transformatorów elektroenergetycznych małej, średniej i dużej mocy.
- [7] PN-EN 50708-2-1: 2020-10. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie. Część 2 – 1. Transformatory średniej mocy. Wymagania ogólne.
- [8] PN-EN 50708-3-1: 2020-10. Transformatory. Dodatkowe wymagania europejskie. Część 3 – 1. Transformatory dużej mocy. Wymagania ogólne.
- [9] IEC 60156:2018. Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method.

 Urszula Kałużna – Zakład Pomiarowo-Badawczy „ELEKTROIZOLACJA”; Michał Koch – Velvet Care sp. z o.o.

reklama

Wydarzenia

Magnetyczny robot chirurgiczny operował w Chile

Według Levita Magnetics – firmy, która opracowała robota wykorzystującego potężne magnesy do wykonywania mniej inwazyjnych i skuteczniejszych operacji, jej maszyna wykonała w tym tygodniu swój pierwszy międzynarodowy zabieg – usunięcie pęcherzyka żółciowego. Miało to miejsce w szpitalu publicznym w Chile.

Platforma chirurgiczna MARS w szpitalu Luis Tisne w Santiago umożliwia chirurgom przy mocowanie małego magnesu do narządów, takich jak wątroba i wykorzystanie ramion robotycznych z magnesami o dużej mocy na brzuchu pacjenta w celu manipulowania narządami tak, aby nie przeszkadzały podczas operacji. System zapewnia chirurgowi kontrolę nad kamerą, co pozwala na lepszą

wizualizację, gdyż jest ona znacznie bardziej stabilna.

– W chirurgii najważniejszy jest obszar widzenia – powiedział Alberto Rodriguez-Navarro, lekarz i założyciel Levita Magnetics – Tak jest zdecydowanie lepiej dla pacjenta, ponieważ wiąże się z tym mniej nacięć, bólu, a powrót do zdrowia jest szybszy. Dla chirurga jest to z kolei lepsze rozwiązanie, ponieważ umożliwia mu większą wydajność, a systemowi opieki zdrowotnej wykonywanie większej liczby operacji w ciągu dnia.

We wrześniu platforma uzyskała zgodę amerykańskiej Agencji ds. Żywności i Leków, a w październiku przeprowadziła pierwszą komercyjną operację w klinice Cleveland w Ohio.

Źródło: reuters