Artur Antosz
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Oleje transformatorowe – stan aktualny i perspektywy rozwoju

Wstęp

Zastosowanie cieczy elektroizolacyjnych – zwanych również olejami elektroizolacyjnymi – obejmuje przede wszystkim układy izolacyjne transformatorów, łączników elektrycznych, kondensatorów oraz kabli. Najczęściej stosowanymi dielektrykami ciekłymi są mineralne lub syntetyczne oleje elektroizolacyjne, posiadające dobre właściwości fizykochemiczne i elektryczne.

Oleje elektroizolacyjne zastosowane w urządzeniach wysokonapięciowych spełniają następujące funkcje:
- izolacyjną,
- chłodzącą,
- substancji chroniącej izolację stałą przed dostępem wilgoci i powietrza,
- są środkami ochrony przed korozją,
- są czynnikami ułatwiającymi gaszenie łuku elektrycznego,
- poprawiają wytrzymałość izolacji celulozowych, poprzez ich nasycanie [6, 7].

Oleje elektroizolacyjne powinny mieć następujące cechy:
- dobre właściwości izolacyjne (wysokie napięcie przebicia i niską stratność dielektryczną),
- stosunkowo małą lepkość, zapewniającą efektywne chłodzenie,
- niską temperaturę płynięcia, zapewniającą pracę w ujemnych temperaturach otoczenia,
- bardzo dobrą odporność na utlenianie, zapewniającą długotrwałą pracę bez konieczności wymiany oleju,
- bardzo dobre właściwości demulgujące, zapewniające łatwą separację wody w sytuacjach przypadkowego zawodnienia,
- brak zanieczyszczeń takich jak: wolna lub zdyspergowana woda, zanieczyszczenia stałe, rozpuszczone gazy, metale w stężeniach śladowych, substancje kwaśne itp.,
- możliwie wysoką temperaturę zapłonu, w celu zmniejszenia zagrożeń pożarowych [16].

Oleje transformatorowe

Podstawowym zadaniem oleju transformatorowego jest odprowadzenie ciepła z transformatora i zapewnienie dobrej izolacji elektrycznej. Rdzeń transformatora jest chłodzony dzięki konwekcji i samorzutnej cyrkulacji oleju. Cyrkulacja ta jest wynikiem różnic gęstości oleju podgrzanego na gorących elementach transformatora i schłodzonego przez kontakt z elementami chłodzącymi oraz obudową. Szybkość cyrkulacji jest proporcjonalna do różnicy temperatur oleju wewnątrz transformatora, oraz jest zależna od jego lepkości – co sugeruje stosowanie cieczy elektroizolacyjnych o niskiej lepkości. Z drugiej strony, duże wymagania stawiane temperaturze zapłonu olejów stosowanych w transformatorach przeciwstawiają się zbyt daleko idącemu zmniejszeniu lepkości. Oleje transformatorowe produkuje się jako nieinhibitowane i inhibitowane [15].

Mineralne oleje transformatorowe

Większość produkowanych na świeci transformatorów, ze względów ekonomicznych napełniana jest olejem mineralnym, otrzymywanym z głęboko rafinowanych,

lekkich frakcji destylatów naftowych. Ze względu na stosunkowo niską temperaturę zapłonu i palenia, jest on medium łatwopalnym. Oleje mineralne ulegają powolnemu rozkładowi biologicznemu, stąd w razie rozlania powodują skażenie nasyconych nim warstw gleby i zanieczyszczenie zbiorników wodnych. Dlatego w przypadku szczególnie wysokich wymagań dotyczących bezpieczeństwa pożarowego i ochrony środowiska, transformatory napełniane są płynami syntetycznymi, które charakteryzują się lepszymi właściwościami związanymi z bezpieczeństwem stosowania, czyli: wysoką temperaturą palenia, szybką biodegradacją i małą toksycznością [2, 4].

Tablica 1. Wymagania ogólne według PN-EN IEC 60296:2005 dla świeżych mineralnych olejów izolacyjnych do transformatorów i aparatury łączeniowej

Właściwości	Metoda badań	Wartości graniczne	
		Olej transformatorowy	Niskotemperaturowy olej do aparatury łączeniowej
1 – Użytkowe			
Lepkość w 40°C	ISO 3104	Max. 12 mm^2/s	Max. 3,5 mm^2/s
Lepkość w –30°C	ISO 3104	Max. 1800 mm^2/s	–
Lepkość w –40°C	IEC 61868	–	Max. 400 mm^2/s
Temperatura płynięcia	ISO 3016	Max. –40°C	Max. –60°C
Zawartość wody	IEC 60814	Max. 30 mg/kg	Max. 40 mg/kg
Napięcie przebicia	IEC 60156	Min. 30 kV	Min. 70kV
Gęstość w 20°C	ISO 3675 lub ISO 12185	Max. 0,895 g/ml	
Współczynnik strat dielektrycznych w 90°C	IEC 60247 lub IEC 61620	Max. 0,005	
2 – Dotyczące poprawności rafinacji/stabilności			
Wygląd	–	Klarowny, wolny od osadów i zawiesin	
Kwasowość	IEC 62021-1	Max. 0,01 mg KOH/g	
Napięcie powierzchniowe	ISO 6295	Brak wymagań ogólnych	
Całkowita zawartość siarki	BS 2000 Część 373 lub ISO 14596	Brak wymagań ogólnych	
Siarka aktywna	DIN 51353	Nie powodująca korozji	
Zawartość antyutleniacza	IEC 60666	(U) olej nieinhibitowany: nie wykrywalna (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: max. 0,08% (I) olej inhibitowany: 0,08–0,4%	
Zawartość 2-furfuralu	IEC 61198	Max. 0,1 mg/kg	
3 – Eksploatacyjne			
Odporność na utlenianie Całkowita kwasowość Osad	IEC 61125 (metoda C) Czas próby: (U) olej nieinhibitowany: 164 h (T) olej o śladowej zawartości inhibitora: 332 h (I) olej inhibitowany: 500 h	Max. 1,2 mg KOH/g Max. 0,8%	
Współczynnik strat dielektrycznych w 90°C	IEC 60247	Max. 0,500	
Stabilność gazowa w polu elektrycznym	IEC 60628.A	Brak ogólnych wymagań	
4 – Związane z ochroną zdrowia, bezpieczeństwem i ochroną środowiska (HSE)			
Temperatura zapłonu	ISO 2719	Min. 135°C	Min. 100°C
Zawartość PCA	BS 2000 Część 346	Max. 3%	
Zawartość PCB	IEC 61619	Niewykrywalna	

Istnieje wiele rozwiązań konstrukcyjnych układów olejowych transformatorów. Różnice w budowie tych układów wynikają ze sposobu chłodzenia, które może być realizowane przez samorzutną lub wymuszoną cyrkulację oleju w transformatorze. W transformatorach średniej i dużej mocy, w celu efektywnego odprowadzenia ciepła do otoczenia stosuje się nadmuch powietrza na kadź lub zewnętrzną chłodnicę powietrzną. Niekiedy stosuje się też chłodzenie olejowo-wodne z wymuszonym obiegiem oleju [16].

Mineralne oleje transformatorowe powinny spełniać wymagania normy międzynarodowej PN-EN IEC 60296:2005, przedstawione w tablicy 1. Mineralne oleje izolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej są lekkimi olejami naftowymi pochodzącymi z destylacji lub hydrokrakingu. Ze względu na zawartość dodatków, dzielą się na trzy grupy:

- U – nieinhibitowane,
- T – zawartość dodatków nie przekracza 0,08%,
- I – zawierające więcej niż 0,08%.

Obowiązująca obecnie norma IEC 61039:2008 wprowadza podział ze względu na temperaturę palenia:

- O – punkt palenia ≤ 300°C,
- K – punkt palenia > 300°C,
- L – punkt palenia niemożliwy do oznaczenia.

Oleje mineralne mają szerokie zastosowanie – jako materiały elektroizolacyjne, nasycające, chłodzące i gaszące łuk elektryczny – a ich najważniejszymi zaletami są:

- duża wytrzymałość elektryczna przy napięciu przemiennym (natężenie przebicia dochodzi do 30 kV/mm) i jeszcze większa przy napięciu udarowym (współczynnik udaru od 1,5 do 3),
- mała stratność dielektryczna (tg $\delta = (3–5) \times 10^{-3}$ przy napięciu przemiennym i w temperaturze 90°C),
- niska konduktywność ($\gamma = 10^{-11}–10^{-13}$ S/m dla olejów technicznie czystych),
- duża płynność, pozwalająca na przesycanie włóknistej izolacji stałej i jej ochronę przed wilgocią,
- duża zdolność do efektywnego oddawania ciepła oraz do gaszenia łuku elektrycznego [9].

Oleje mineralne mają również liczne wady, a w szczególności:

- ograniczoną odporność na utlenianie (zależnie od składu grupowego i temperatury pracy),
- stosunkowo niską temperaturę zapłonu par oleju,
- tendencję do rozkładu chemicznego i wydzielania gazów (szczególnie pod wpływem wyładowań niezupełnych) oraz wynikającej stąd możliwości wybuchu (w mieszance z powietrzem),
- stosunkowo duży współczynnik rozszerzalności cieplnej, co powoduje konieczność stosowania zbiorników kompensacyjnych,
- ulegają powolnemu rozkładowi biologicznemu, stąd w razie rozlania się powodują degradację nasyconych nimi warstw gleby i zanieczyszczenie zbiorników wodnych [9].

Syntetyczne oleje elektroizolacyjne na bazie estrów

Syntetyczne estry organiczne (typu TI) do zastosowania w transformatorach produkowane są na bazie jedno- lub wielowodorotlenowych alkoholi oraz jedno- lub wielozasadowych alifatycznych (ewentualnie aromatycznych) kwasów karboksylowych. Cząsteczki tych związków złożone są z atomów węgla, wodoru oraz tlenu, dlatego też produktem ich biodegradacji są jedynie: dwutlenek węgla i woda. Ich właściwości fizykochemiczne oraz metody badań i wartości parametrów w stanie dostawy powinny być zgodne z wymaganiami normy PN-EN IEC 61099:2002 (tablica 2) [2].

Cechą charakterystyczną estrów syntetycznych jest stosunkowo duża przenikalność dielektryczna – ε, co jest korzystne, ponieważ jej wartość jest zbliżona do przenikalności dielektrycznej izolacji stałej w transformatorze. Estry syntetyczne posiadają wyższą lepkość niż olej mineralny, w całym zakresie temperatury. Duża wartość współczynnika przewodnictwa cieplnego, która charakteryzuje ten płyn, powoduje dużą zdolność odprowadzania ciepła od uzwojeń transformatora do otaczającej atmosfery. Estry syntetyczne są w pełni mieszalne z mineralnym olejem transformatorowym. Wykazują też dobre właściwości smarne i dlatego mogą być stosowane w transformatorach wyposażonych w konwencjonalne pompy olejowe. Ulegają łatwej biodegradacji i nie stwarzają zagrożenia dla środowiska, szczególnie dla wód. Wadą estrów jest ich wysoka rozpuszczalność w wodzie [2, 10].

W charakterze olejów estrowych do wytwarzania biodegradowalnych olejów elektroizolacyjnych stosowane są:

- estry kwasów dikarboksylowych i monoalkoholi,
- estry polialkoholi i kwasów monokarboksylowych.

Z uwagi na wyższą odporność hydrolityczną oraz odporność na procesy starzeniowe i destrukcję w polu elektrycznym, coraz większe znaczenie uzyskują estry polialkoholi i kwasów monokarboksylowych.

W 1979 roku, Ciba – Geigy Chemical Corporation (obecnie FMC) przedstawiło pierwszą biodegradowalną bazę estrową do stosowania jako zamiennik dla olejów wykorzystujących polichlorowane bifenyle (PCB) w urzą-

Tablica 2. Wymagania techniczne dla świeżych, syntetycznych estrów organicznych stosowanych do celów elektrycznych, typu T1 według PN-EN IEC 61099:2002

Właściwości	Metoda badania	Wymagania
Fizyczne		
Wygląd		Klarowny, bez zawiesiny lub osadu
Barwa	ISO 2211	Max. 200
Gęstość w temperaturze 20°C [kg/dm^3]	ISO 3675	Max. 1,000
Lepkość kinematyczna w temperaturze 40°C [mm^2/s]	ISO 3104	Max. 35,00
Lepkość kinematyczna w temperaturze –20°C [mm^2/s]	ISO 3104	Max. 3000
Temperatura zapłonu w tyglu zamkniętym [°C]	ISO 2719	Min. 250
Temperatura zapłonu w tyglu otwartym [°C]	ISO 2592	Powyżej 300
Współczynnik załamania światła w 20°C	ISO 5661	Nie powinien się różnić o więcej niż 0,01 od wartości deklarowanej przez producenta
Temperatura płynięcia	ISO 3016	Max. –45
Krystalizacja	PN-EN 61099	Nie krystalizuje
Chemiczne		
Liczba zobojętniania [mg KOH/g]	IEC 61099	Max. 0,03
Zawartość wody [mg/kg]	IEC 814 I	Max. 200
Odporność na utlenianie Osad [% mas.] Całkowita kwasowość [mg KOH/g]	IEC 61125	 Max. 0,01 Max. 0,3
Elektryczne		
Napięcie przebicia [kV]	IEC 156	Min. 45
Współczynnik strat dielektrycznych tg δ, w temp. 90°C, 50 Hz lub 60 Hz	IEC 247	Max. 0,03
Oporność właściwa, w temp. 90°C [GΩ · m]	IEC 247	Min. 2

dzeniach elektrycznych. Od momentu zaprezentowania tych cieczy prowadzono liczne badania, które zaowocowały wykorzystaniem olejów estrowych w transformatorach sieci przesyłowych i trakcyjnych. Najczęściej stosowaną grupą olejów estrowych do celów elektroizolacyjnych są estry pentaerytrytu i kwasów monokarboksylowych [5].

Główne powody, które zdecydowały o wyborze olejów estrowych jako zamiennika dla olejów opartych o komponenty PCB to:

- wysoka biodegradowalność,
- dobre właściwości dielektryczne,
- akceptowalny poziom trudnopalności,
- dobre właściwości termo-oksydacyjne.

Wadą olejów estrowych jest wpływ wilgoci na destrukcję oleju. Charakter chemiczny estrów czyni je podatnymi na hydrolizę, w wyniku której powstają kwaśne produkty rozkładu [8].

Doświadczenia blisko trzydziestu ostatnich lat potwierdziły przydatność tego typu cieczy w zastosowaniach elektrycznych. Olej estrowy posiada nieco wyższy współczynnik stratności dielektrycznej od oleju mineralnego, jednak wartości napięcia przebicia są porównywalne. Oleje estrowe okazały się stosunkowo niewrażliwe na śladową obecność wody, w związku z tym woda wydzielająca się w trakcie eksploatacji transformatora (np. z celulozy) nie wpływa znacząco na pogorszenie parametrów dielektrycznych. Stwierdzono również pozytywny wpływ oleju estrowego na osuszenie celulozowych elementów izolacji uzwojeń. Jednak nadal bardzo ważnym elementem pozostaje ochrona oleju przed wodą z zewnątrz [5].

Okres żywotności transformatorów waha się od 25 do 50 lat, a niekiedy dłużej, i jest ściśle związany z ich zaprojektowaniem, stosowaniem, ochroną i utrzymaniem. Transformatory napełniane olejem są raczej niechętnie stosowane w instalacjach wewnątrz budynków, z powodu dbałości o bezpieczeństwo przeciwpożarowe oraz ochronę środowiska. Z tych powodów transformatory olejowe zastępowane były transformatorami suchymi; zwłaszcza w miejscach wymagających szczególnej uwagi – związanej z bezpieczeństwem ludzi i ochroną środowiska [11].

Rezygnacja ze stosowania transformatorów olejowych na rzecz suchych spowodowała:
- zmniejszenie wydajności,
- skrócenie żywotności transformatora,
- zwiększenie poziomu hałasu.

Dlatego też aby zachować korzyści wynikające z zastosowania transformatorów olejowych, wraz z zachowaniem wymagań bezpieczeństwa przeciwpożarowego i ochrony środowiska, stosuje się trudnopalne, biodegradowalne oleje estrowe. Parametry palności olejów estrowych pozwalają umieścić je pomiędzy olejami mineralnymi, a olejami zawierającymi PCB [12].

Pod koniec lat 90. badania nad stosowaniem olejów estrowych w urządzeniach elektrycznych zostały zwrócone w kierunku zoptymalizowania konstrukcji transformatora, w celu maksymalizacji wszystkich ewentualnych korzyści oferowanych przez te oleje [11].

Roślinne oleje elektroizolacyjne

W początkowym okresie zastosowanie olejów roślinnych w urządzeniach elektrycznych było ograniczone do sporadycznych przypadków. Przykładem może być zastosowanie oleju rycynowego do impregnacji kondensatorów. Zainteresowanie biodegradowalnymi olejami elektroizolacyjnymi wzrosło w latach 80. po odkryciu bardzo szkodliwego oddziaływania PCB na organizmy żywe i środowisko naturalne, co spowodowało wycofanie z produkcji olejów zawierających PCB.

Z początkiem lat 90. podjęto próby szerszego zastosowania olejów roślinnych do celów elektroizolacyjnych, głównie jako olej transformatorowy. Zainteresowanie to wynikało z poszukiwań alternatywnych zamienników dla drogich, syntetycznych olejów estrowych [11].

Bazowe oleje do produkcji naturalnych estrów pozyskuje się na drodze tłoczenia nasion roślin oleistych. Ich zaletami są powszechna dostępność oraz to, że w odróżnieniu od olejów mineralnych pozyskiwane są z zasobów odnawialnych [5].

Podatność naturalnych olejów estrowych na utlenianie oraz wysokie temperatury płynięcia było główną przeszkodą do ich stosowania w charakterze olejów dielektrycznych [8].

Istnieje szereg instytucji zaangażowanych w badania płynów transformatorowych na bazie oleju roślinnego. Zainteresowanie to jest spowodowane świetną biodegradowalnością olejów opartych o olej pochodzenia roślinnego. Oleje te w ostatnich latach (w ograniczonym zakresie), wprowadzone zostały w USA przez firmę Cooper, na terenie obszarów wrażliwych ekologicznie. Oleje te wykazują również zadowalającą trudnopalność (temperatura palenia powyżej 300°C) [5].

Podsumowanie

Oleje transformatorowe stanowią ważną grupę olejów elektroizolacyjnych stosowanych w energetyce. Aktualnie do tego celu powszechnie stosowane są mineralne oleje typu naftenowego. Ze względów ekologicznych coraz większe znaczenie zyskują jednak estrowe oleje transformatorowe, charakteryzujące się – obok dobrych właściwości elektroizolacyjnych – wysoką biodegradowalnością.

Artykuł nadesłano do Redakcji 26.10.2009 r. Przyjęto do druku 18.12.2009 r.

Recenzent: doc. dr Michał Krasodomski

Literatura

[1] Antosz A.: *Kierunki rozwoju olejów elektroizolacyjnych i metody oceny ich jakości*. Dokumentacja ITN, nr 4021, 2006.
[2] Bednarska B., Buchacz T., Zieliński W.: *Płyny syntetyczne stosowane w transformatorach*. Referat ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2006.
[3] Celiński Z.: *Materiałoznawstwo elektrotechniczne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
[4] Dąbrowski J.R.: *Ocena ekologiczna cieczy eksploatacyjnych*. Paliwa, oleje i smary w eksploatacji, nr 15, wrzesień 1994.
[5] *Environmentally Acceptable Transformer Fluids: Phase I State-of-the-Art Review*; *Phase II Laboratory Testing of Fluids*, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. 1000438.
[6] Flisowski Z.: *Technika wysokich napięć*. WNT, Warszawa 1988.
[7] Gacek Z.: *Wysokonapięciowa technika izolacyjna*. Wyd. Pol. Śl., Gliwice 1996.
[8] Gockenbach E., Borsi H.: *Performance and new application of ester liquids*. Inst. of Electr. Power, Hannover Univ., Germany 2002.
[9] Malewski R. i in.: *Transformatory w eksploatacji*. Praca zbiorowa, Wydawnictwo Energio-Complex, 2005.
[10] Olech W., Olejniczak H., Malinowski J.: *Płyn izolacyjny Midel 7131 jako ekologiczny substytut oleju transformatorowego*. Referat ZPBE Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2006.