

Dalibor FABER, Tomasz WEBER

ORGREZ a.s.,

Hudcova 76, 657 97 Brno, Republika Czeska

ARTYKUŁ TECHNICZNY

Regeneracja oleju transformatorowego - 16 lat doświadczeń firmy ORGREZ a.s.

Streszczenie

Regeneracja oleju transformatorowego – wykonywana w miejscu zainstalowania transformatora, bez konieczności jego wyłączenia i przywracająca parametrom oleju wartości charakterystyczne dla oleju nowego, stała się po 16 latach stosowania, klasyczną metodą uzdatniania izolacji płynnej. Regeneracja praktycznie wyeliminowała w Republikach Czeskiej i Słowackiej konieczność wymiany oleju w transformatorach I i II grupy. ORGREZ, a.s. jest czeską firmą założoną w roku 1957, od roku 1992 prywatną, której profilem działalności jest prowadzenie usług dla podmiotów energetycznych na rynku czeskim i unijnym. Od roku 1994 firma realizuje usługi w zakresie regeneracji olejów transformatorowych dla różnych podmiotów. Do końca roku 2010 zregenerowaliśmy około 16 000 000 kg oleju. W artykule przedstawiono metodę regeneracji oleju transformatorowego w świetle dotychczasowych osiągnięć i doświadczenia firmy ORGREZ.

Słowa kluczowe: olej transformatorowy, regeneracja oleju, pomiary oleju.

Transformatory mocy są istotnym elementem systemów energetycznych, gdzie o ich niezawodnej pracy decyduje stan wszystkich podzespołów. Niezawodność i okres eksploatacji transformatorów zależy w dużej mierze od jakości stosowanego oleju, który spełnia funkcję medium elektroizolacyjnego oraz przewodzącego ciepło.

W trakcie eksploatacji, na skutek oddziaływania różnych czynników – takich jak temperatura, zanieczyszczenia stałe, metale, pole elektryczne – dochodzi do pogarszania się parametrów oleju. Powstają kwasy organiczne, aldehydy, ketony, mydła oraz zachodzi polimeryzacja węglowodorów nienasyconych – wszystkie te procesy noszą wspólną nazwę *starzenia się oleju transformatorowego*. Starzenie pogarsza nie tylko własności izolacyjne oleju, ale również powoduje degradację izolacji celulozowej oraz korozję metali.

Proces starzenia zwiększa naturalnie również prawdopodobieństwo wystąpienia awarii transformatora, zwłaszcza po przekroczeniu pewnych wartości granicznych parametrów oleju. Aby uniknąć niepożądanych skutków starzenia się oleju, prowadzi się monitorowanie jego stanu poprzez przeprowadzanie wymaganych pomiarów – ich zestaw i tryb przedstawiono w publikacji [1].

Po pewnym okresie eksploatacji transformatora, zależnym między innymi od trybu i warunków jego eksploatacji, jakości oleju oraz konserwacji dochodzi do przekroczenia granicznych wartości parametrów oleju - konieczna staje się wtedy wymiana oleju na nowy lub w miarę możliwości jego regeneracja.

Osiągnięcie wartości granicznych przez olej połączone jest z nieodwracalną degradacją izolacji celulozowej w stopniu znacznie skracającym żywotność transformatora pomimo poprawy parametrów oleju drogą wymiany lub regeneracji. Aby nie dopuścić do tej sytuacji oraz wydłużyć okres eksploatacji transformatorów w Republice Czeskiej dokonuje się w praktyce regeneracji oleju przy znacznie mniejszych wartościach parametrów krytycznych niż w Polsce.

Zasadniczymi parametrami mówiącymi o stopniu zesterzenia oleju są:

- *liczba kwasowa LK* - najważniejszy wskaźnik starzenia się oleju. Kwasy tworzące się w wyniku procesu utleniania powodują korozję metali, destrukcję izolatora, a przede wszystkim obniżają wytrzymałość mechaniczną izolacji celulozowej. Produktami utleniania są nierozpuszczalne szlamy i osady, które pogarszają odprowadzanie ciepła z aktywnych części transformatora. Dla nowych olejów LK jest mniejsza niż 0,02 mgKOH/g, jej graniczną wartością dla transformatorów grupy I jest 0,2 mgKOH/g natomiast dla grupy II 0,3 mgKOH/g [1]. Powyżej wartości 0,1 mgKOH/g dochodzi do przyspieszonego wydzielania się szlamów i osadów, co skutkuje destrukcją celulozy – aby

do tego nie dopuścić, średnio przy wartości 0,06 mgKOH/g, w Czechach i na Słowacji przeprowadza się regenerację oleju (tab. 2),

- *współczynnik strat dielektrycznych* - wartość sumaryczna, wskazująca na obecność cząstek stałych i rozpuszczonych w oleju cząstek jonowych oraz polarnych.
- *napięcie międzypowierzchniowe na styku olej – woda* – parametr określa obecność bardzo małych koncentracji substancji polarnych. Obniżenie się wartości napięcia międzypowierzchniowego poniżej wartości granicznej mówi o tworzeniu i wytrącaniu się szlamów w oleju,
- *zawartość wody* - woda w oleju pojawia się głównie w wyniku nieszczelności obudowy transformatora bezpośrednio z atmosfery. Woda w systemie izolacji transformatora olejowego jest niekorzystna z dwóch powodów:
 - a) obniża wytrzymałość dielektryczną izolacji płynnej,
 - b) jest źródłem tlenu, który utlenia system izolacji i tym samym skracając jego żywotność.

Dystrybucję wody w systemie izolacji olej- celuloza opisuje diagram Nielsena. Dzięki niemu na podstawie pomiarów wilgotności oleju można oszacować stopień zawilgocenia izolacji stałej. Jednym ze sposobów wysuszania izolacji jest jednoczesna regeneracja oleju wraz z podłączeniem specjalnego źródła prądu o niskiej częstotliwości do uzwojeń transformatora. Przykładowe wartości najważniejszych parametrów olejów są zawarte w tabeli 1.

Tab. 1. Parametry oleju transformatorowego
Tab. 1. Parameters of the transformer oil

Nazwa parametru	Metoda pomiaru	Olej zesterzony	Olej nowy	Olej zregenerowany	Wartość graniczna według IEC
Napięcie przebicia (kV/2,5 mm)	IEC 60156	~ 30	> 70	> 70	50
Liczba kwasowa (mg KOH/g)	IEC 60296/82	~ 0,2	< 0,03	< 0,01	0,03
Zawartość wody (mg/kg - ppm)	IEC 60814	25	< 10	< 10	10
Współczynnik strat tgδ przy 90°C (%)	IEC 60247	~ 9	< 0,3	< 0,3	0,5
Napięcie międzypowierzchniowe (mN/m)	ISO 606295	~ 23	> 40	> 50	40
Rezystywność przy 90°C (GΩm)	IEC 6024	~ 2	> 150	> 150	60
Zawartość inhibitora (%)	IEC 60666	0	0,3-0,5	0,3 - 0,5	-

Typowym procesem szeroko stosowanym w energetyce jest tak zwane *wirowanie oleju* polegające na uzdatnieniu jego parametrów fizycznych tzn. usunięcie cząstek stałych poprzez filtrowanie oraz wody i gazów rozpuszczonych w oleju przez przepływ oleju przez komorę próżniową z jednoczesną regulacją temperatury. Niestety nie da się powyższą metodą usunąć pozostałych efektów starzenia oleju transformatorowego.

Dotychczas w Polsce w przypadku nadmiernie zesterzonego oleju pozostawała tylko jego wymiana. Natomiast w Republice Czeskiej od 1994 roku stosowana jest z powodzeniem regeneracja oleju. Metoda ta jest bardziej ekonomiczna, przyjazna środowisku i bardziej korzystna dla stanu technicznego transformatora.

Na proces regeneracji oleju składają się następujące etapy:

- odfiltrowanie oleju z cząstek stałych,
- odseparowanie cząstek polarnych w kolumnach zawierających glinę fulerską,
- suszenie próżniowe wraz z odgazowaniem.

Najważniejszym etapem regeneracji jest fizykochemiczny proces oczyszczania oleju przepływającego przez kolumny sorpcyjne, zawierające glinę fulerską o powierzchni aktywnej ponad $200\text{m}^2/\text{g}$. Aby osiągnąć właściwy efekt regeneracji, olej powinien reagować z sorbentem przez okres około 40 minut. Proces ten może zostać powtórzony około 10 razy. Potem następuje stan nasycenia sorbentu, dalszy dopływ oleju zostaje wstrzymany.

Proces ten jest dobrze znany, z tym że wcześniej glinę nasyconą olejem likwidowano w spalarniach, co ograniczało znacznie zakres zastosowania regeneracji. W latach siedemdziesiątych firma FLUIDEX, działająca w RPA i Kanadzie opracowała technologię pozwalającą na powtarzalną reaktywację materiału sorpcyjnego, co dało nowe możliwości, przede wszystkim w zakresie regeneracji oleju bezpośrednio na obiekcie przy pomocy przewoźnej stacji serwisowej.

W roku 1994 firma ORGREZ a.s. zakupiła od firmy FLUIDEX technologię regeneracji oleju transformatorowego i stosuje ją z powodzeniem w energetyce czeskiej i słowackiej, na rynku niemieckim, bułgarskim, a od trzech lat również polskim. Pomimo tego, że firma ORGREZ a.s. działa od 1957 roku jako renomowany dostawca szerokiej gamy usług dla energetyki, to nowa oferowana technologia regeneracji oleju transformatorowego została przyjęta z dużą dozą nieufności.

Olej po regeneracji posiada co prawda parametry charakterystyczne dla oleju nowego, co było potwierdzone pomiarami laboratoryjnymi, powstało jednak pytanie o stabilność starzeniową oleju zregenerowanego. Aby rozwiać wątpliwości w koncernie CEZ – będącym strategicznym klientem ORGREZu, opracowano metodę badania starzeniowego oleju zwaną metodą CEZ-ORGREZ [2].

Na świecie stosowanych jest wiele metod badań wytrzymałościowych oleju, w tym stosowane w Czechach i Słowacji, i zaakceptowanych przez IEC i ASTM. Efekt starzenia oleju osiąga się poprzez ekspozycję próbki badanego oleju na powietrze lub tlen, przy obecności różnych katalizatorów metalicznych (np. miedź, żelazo), w podwyższonej temperaturze oraz w obecności pola elektrycznego. Poszczególne metody różnią się od siebie intensywnością oddziaływania poszczególnych czynników powodujących starzenie, ich różnymi kombinacjami, czasem trwania próby i sposobem jej oceny.

Stosowana przez naszą firmę metoda ma oznaczenie SOP 2-35/72. Istotą badania jest utlenianie testowanego oleju powietrzem w obecności katalizatora w danej temperaturze.

Test przeprowadzany jest przy następujących warunkach:

- temperatura 100°C
- objętość próbki 5 l.
- olej jest intensywnie napowietrzany suchym i czystym powietrzem.
- katalizator: druciki z miedzi o powierzchni czynnej około $0,1\text{ cm}^2/\text{g}$ badanego oleju.

W okresach tygodniowych pobierane są z badanej partii oleju, próbki po 200 ml w celu określenia liczby kwasowej, napięcia międzypowierzchniowego, zawartości inhibitora i stwierdzenia pojawienia się osadu. Natomiast w okresach 21 - dniowych, wykonuje się ponadto badanie cieplnej zależności współczynnika strat dielektrycznych, przepuszczalności i rezystywności oleju.

Test kończy się w momencie pojawiania się w badanej próbce rozpuszczonych osadów - a nierozpuszczalnych w n-heptanie, ewentualnie w momencie pojawienia się osadów nierozpuszczalnych w oleju. Wynikiem testu jest liczba godzin, jaka upłynęła od jego rozpoczęcia do przerwania, którą nazywa się wartością cieplno-utleniającą stabilności oleju.

Do roku 2010 przeprowadzono badania starzeniowe metodą CEZ-ORGREZ:

- 1) nowego oleju transformatorowego o zawartości inhibitora – 22 pomiary; uzyskane wartości zawierały się w przedziale 300 – 3150 godzin,
- 2) regenerowanego oleju transformatorowego – 321 pomiarów; uzyskane wartości zawierały się w przedziale 800 – 3800 godzin.

Średnia wartość cieplno-utleniającej stabilności dla oleju regenerowanego wynosi 1936 godzin, natomiast dla nowego 1803 godziny.

Wyjaśnienie powyższego, zaskakującego rezultatu jest następujące. Obok substancji polarnych w oleju znajdują się związki będące nie tylko produktami cieplno-utleniającego starzenia się olejów, które powodują podwyższoną kwasowość olejów (grupa – C=O, –C-OH, –COOH), ale i inne substancje, które są często obecne także w olejach nowych (heterocykliczne związki z tlenem i/lub siarką w pierścieniu, grupy –C=S, –C-SH, –C-SO₂-C-C-SO₃H), które w różnym stopniu mają wpływ na parametry jakościowe oleju. Powyższy mechanizm wyjaśnia również możliwość usuwania siarki korozyjnej z oleju drogą regeneracji.

Usunięcie polarnych substancji podczas procesu regeneracji nie tylko obniża ryzyko starzenia oleju, lecz również wydłuża jego żywotność.

Tendencje związane ze zmianą wartości parametrów oleju regenerowanego po upływie dłuższego okresu eksploatacji można zaobserwować na przykładzie transformatora T101 znajdującego się na wyposażeniu Cementowni Radotin (obecnie Ceskomoravski cement a.s.), produkcji Skoda Plzen, rok 1973, typ 5ER29M, napięcie 110/6,3 kV/kV, o zawartości oleju 14 800 kg. W czerwcu roku 1996 została przeprowadzona regeneracja oleju, a jakość po regeneracji potwierdzona pomiarami [3], następnie zostało w tym samym miesiącu przeprowadzone badanie cieplno-utleniającej stabilności oleju [4] - jego wartość wyniosła 1104 godziny. W lutym 2010 roku, okresowe pomiary oleju wykonane w laboratorium ORGREZ a.s. wykazały dalsze spełnianie przez zregenerowany w 1996 roku olej, wszystkich koniecznych norm [5].

Wyniki badań starzeniowych stały się znaczącym argumentem dla naszych klientów za korzystaniem z regeneracji oleju jako skutecznej metody wydłużania żywotności transformatorów.

Przekonanie powyższe zostało umocnione dodatkowo dzięki możliwości usuwania szlamów (desludging), powodujących pogorszenie chłodzenia i przyspieszone starzenie izolacji stałej transformatora. Szlamy w większości składają się z cząstek stałych, mydeł oraz polimerów, które powstają w silnym polu elektrycznym z tlenków produktów procesu starzenia się oleju. Szlamy osadzają się nie tylko na uzwojeniu, ale również na rdzeniu oraz elementach izolacji stałej transformatora. Szlamy są stosunkowo dobrze rozpuszczalne w nowym lub świeżo zregenerowanym oleju już od temperatury 40°C . Własność powoduje nieefektywność wymiany oleju jako metody usunięcia skutków starzenia w transformatorach gdzie doszło do nadmiernego procesu starzenia z wydzieleniem szlamów. W trakcie wymiany, około 10% oleju zostaje w uzwojeniach, ponadto szlamy osadzają się w znacznym procencie na różnych elementach transformatora. Nowy olej wlały do kadzi transformatora absorbuje te zanieczyszczenia powodując pogorszenie swoich parametrów. W dotychczasowej praktyce przeprowadzano regenerację oleju w transformatorach w których użytkownik niedawno wymienił olej.

Regeneracja oleju w trybie usuwania szlamów przeprowadzana jest w wyższej temperaturze oleju i kadzi transformatora (około 70°C) niż regeneracja w trybie zwykłym. Przy większych transformatorach zachodzi konieczność dodatkowego ich izolowania termicznego. Regenerację oleju przeprowadza się za pomocą przewoźnej stacji serwisowej znajdującej się na naczepie typu TIR, zawierającej wszystkie elementy technologii monitorowane komputerowo oraz podręczne stanowisko badawcze oleju. Stacja zostaje umiejscowiona możliwie blisko transformatora lub zbiornika z olejem. Następnie zostaje włączona w obieg olejowy trans-

formatora. Naturalnie w momencie włączenia i później odłączenia stacji z obiegu olejowego transformator zostaje wyłączony z ruchu. Natomiast poza tym może pracować w trakcie przeprowadzanej regeneracji.

Proces regeneracji oleju wraz z reaktywacją materiału sorbcyjnego jest sterowany i nadzorowany komputerowo. Dobór parametrów procesu następuje na podstawie charakterystyki oleju w transformatorze (ostatnich protokołów pomiaru oleju) oraz wiedzy i umiejętności obsługi technicznej. W trakcie regeneracji pozostaje bardzo mała ilość odpadowego oleju, który już nie nadaje się do dalszego użytku – maksymalnie do 2% całkowitej masy regenerowanego oleju. Odpady te naturalnie zabierane są do dalszej utylizacji. Stacja jest odpowiednio zabezpieczona od strony przeciwpożarowej oraz ochrony środowiska. Proces regeneracji kończy dodanie do oleju inhibitora opóźniającego procesy utleniania – konieczne również ze względu na usunięcie wraz z innymi substancjami oleju również jego naturalnych inhibitorów. Jako inhibitor dodaje się 2,6-bis(1,1-dimethylethyl)-4-methyl phenol do poziomu około 0,35% masy oleju.

Na parametry oleju po regeneracji zgodne normami określonymi w [1] udzielana jest 60 miesięczna gwarancja, pod warunkiem prawidłowej eksploatacji transformatora oraz wykonywania corocznych pomiarów parametrów oleju. Obecnie rocznie załogi dwóch stacji firmy ORGREZ a.s. regenerują łącznie około 1000 ton oleju rocznie. Od roku 1994 zregenerowaliśmy około 16 000 000 kg oleju transformatorowego.

Użytkownik transformatora z zastarzanym olejem musi rozstrzygnąć dylemat: czy olej powinien już podlegać regeneracji czy jeszcze można poczekać? Na tak postawione pytanie nie ma jednoznacznej odpowiedzi.

Tab. 2. Statystyczne zestawienie wartości parametrów oleju w transformatorach przed regeneracją

Tab. 2. Statistical summary of transformer oil parameters before regeneration

Nazwa param.	Jednostka	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość najlepsza	Liczba pomiarów
ČK	mgKOH/g	0,060	0,062	0,001	538
tg δ_{20}	$\times 10^{-2}$	0,539	2,024	0,000	468
tg δ_{70}	$\times 10^{-2}$	4,304	11,033	0,020	476
tg δ_{90}	$\times 10^{-2}$	8,067	18,549	0,020	476
ρ_{20}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	75,6	182,7	1 870,0	468
ρ_{70}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	11,8	48,5	674,2	476
ρ_{90}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	5,4	18,4	226,7	476
σ	mN/m	37,4	7,6	58,0	530
Q_i	% $_{\text{hmot.}}$	0,12	0,12	0,45	461
T	%	55,1	25,8	98,5	289

Tab. 3. Statystyczne zestawienie wartości parametrów oleju w transformatorach po regeneracji

Tab. 3. Statistical summary of the transformer oil parameters after regeneration

Nazwa param.	Jednostka	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość najlepsza	Liczba pomiarów
ČK	mgKOH/g	0,004	0,003	0,001	1 076
tg δ_{20}	$\times 10^{-2}$	0,011	0,115	0,000	1 024
tg δ_{70}	$\times 10^{-2}$	0,080	0,778	0,000	1 024
tg δ_{90}	$\times 10^{-2}$	0,148	1,279	0,000	1 024
ρ_{20}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	1 963,6	2 519,6	9 999,9	1 024
ρ_{70}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	543,8	879,4	6 743,8	1 024
ρ_{90}	$\Omega\text{cm}\times 10^{12}$	296,6	515,9	5 395,0	1 024
σ	mN/m	56,5	2,2	63,0	1 058
Q_i	% $_{\text{hmot.}}$	0,3	0,06	0,60	1 052
T	%	88,7	8,0	100,0	301

Jednym z ważnych czynników przy planowaniu serwisu systemu izolacji jest cena zakupu transformatora i wymagania, co do jego niezawodności. Powyższa statystyka na dzień 25.02.2010 daje próbę odpowiedzi, jakie według naszych doświadczeń są decyzje przeciętnego użytkownika.

W tabl. 2 i 3 przedstawiono wartości parametrów oleju w transformatorach przed i po regeneracji.

Z wyżej wymienionych zestawień wynika, że przeciętnie użytkownik transformatora podejmuje decyzję o regeneracji oleju, gdy główny parametr tj. liczba kwasowa wynosi 0,06 mg KOH/g.

Z dotychczasowej praktyki wynika, że decyzja użytkownika zależy od rangi urządzenia w systemie i ceny jego zakupu. Dla transformatorów systemu dystrybucji energii regeneracja jest zamawiana przy niższych wartościach zesterzenia się oleju i jest odpowiednio koordynowana z przeglądem lub z naprawą urządzenia, a także w przypadku, gdy jest wymagana jego filtracja i gdy podwyższenie ceny jest ekonomicznie uzasadnione. Użytkownicy biorą również pod uwagę wielkość izolacji celulozowej, degradowanej przez produkty ciepło-utleniającego starzenia. Podobnie dla transformatorów o dużej mocy jak np. transformatory piecowe - wskazane jest wcześniejsze przeprowadzanie regeneracji.

Z drugiej strony występują transformatory, których użytkownicy nie mają świadomości stanu ich izolacji, gdzie jedynym kryterium jest wartość napięcia przebicia U_p . W takich przypadkach liczba kwasowa często przekracza wartość 0,3 mg KOH/g. Wówczas regeneracja jest nieco spóźniona, lecz oczywiście możliwa.

Decyzja o optymalnym wyborze czasu na regenerację powinna zapaść na podstawie protokołów badań z jednoczesnym uwzględnieniem wielu parametrów oleju, np. tam gdzie była bardzo dobra liczba kwasowa LK mogła być przekroczona poza normę wartość $tg\delta$.

Znane są również przypadki regeneracji nowego oleju, który został umieszczony w niewyczyszczonej dokładnie kadzi transformatora, lub bez wstępnego jego oczyszczenia. W tabl. 4 przedstawiono porównawczo wartości LK i zawartości wody uzyskane dla serii transformatorów dla wybranego przedsiębiorstwa.

Tab. 4. Zestawienie wartości LK i zawartości wody przed i po regeneracji dla wybranej serii transformatorów

Tab. 4. Acid value and the water content before and after regeneration for a series of transformers

Transformator	Liczba kwasowa (mgKOH/g)		Zawartość wody w oleju (ppm)	
	przed regeneracją	po regeneracji	przed regeneracją	po regeneracji
K/T1	0,31	0,004	56	3,4
K/T2	0,5	0,007	74	4,4
K/T3	0,21	0,007	47	5,3
S2/TNR1	0,1	0,001	15	3,4
S2/TNR2	0,05	0,002	11	2,4
S4/NR1	0,5	0,002	25	2,7
S4/NR2	0,22	0,007	20	5,1
S7/T1	0,026	0,003	17	3,7
S7/T2	0,04	0,001	12	3,1

Olej miał bardzo różne wartości w/w parametrów, natomiast nawet w przypadku transformatora K/T2 regeneracja została przeprowadzona z powodzeniem. Już od początku doświadczeń firmy ORGREZ a.s. tj. od 1995 roku, potrafiliśmy zregenerować olej z dużą zawartością szlamów i LK = 0,392 [6, 7]. Transformator o największej mocy równej 330/100 MVA, typ 105T255X221, w jakim firma ORGREZ a.s. regenerowała olej był wyprodukowany w 1982 roku przez ČKD Praha, na napięcia znamionowe 400/121/10 kV i zawierał 75 ton oleju [8].

Do podstawowych zalet związanych z regeneracją oleju transformatorowego można zaliczyć:

- wydłużenie żywotności izolacji celulozowej transformatora,
- ograniczenie problemów związanych z likwidacją odpadów niebezpiecznych i ich transportem,
- zminimalizowanie liczby operacji związanych z olejem,
- obniżenie ryzyka ekologicznego,
- kompleksową usługę bezpośrednio na stanowisku transformatora,
- znaczącą poprawę jakościowych parametrów oleju i transformatora, a tym samym podwyższenie jego niezawodności i trwałości,
- minimalizację kosztów związanych z koniecznością wyłączenia, dzięki możliwości regeneracji oleju w trakcie normalnej pracy transformatora,
- korzystne ekonomicznie rozwiązanie problemu pogorszenia izolacji płynnej w transformatorze.

Olej może być regenerowany nie tylko bezpośrednio na stanowisku transformatora, ale również w zbiornikach oleju będących na wyposażeniu między innymi firm serwisowych. Gromadzony w nich olej pochodzi z naprawianych urządzeń i wymiany oleju w przełącznikach zaczepów. Na ogół firmy posiadają po dwa zbiorniki (np. wielkości cysterny kolejowej): w jednej magazynują zużyty olej, natomiast w drugim znajduje się olej po regeneracji, do ponownego wykorzystania.

Użytkownik zbiornika oleju podejmuje decyzję o regeneracji uwzględniając inne kryteria niż użytkownik transformatora.

Tab. 5. Statystyczne zestawienie wartości parametrów oleju transformatorowego w zbiornikach przed regeneracją

Tab. 5. Statistical parameter summary of the transformer oil in the tanks before the regeneration

Nazwa param.	Jednostka	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość najlepsza	Liczba pomiarów
ČK	mgKOH/g	0,004	0,004	0,001	251
tgδ ₂₀	×10 ⁻²	0,010	0,059	0,000	251
tgδ ₇₀	×10 ⁻²	0,086	0,817	0,000	252
tgδ ₉₀	×10 ⁻²	0,114	0,604	0,000	252
ρ ₂₀	Ωcm×10 ¹²	2 438,3	2 814,0	9 964,9	251
ρ ₇₀	Ωcm×10 ¹²	752,8	1 103,2	6 704,3	252
ρ ₉₀	Ωcm×10 ¹²	395,2	548,8	3 058,6	252
σ	mN/m	56,9	2,6	60,0	251
Q _i	% _{hmot.}	0,32	0,07	0,52	245
T	%	90,6	6,7	99,8	89

Tab. 6. Statystyczne zestawienie wartości parametrów oleju transformatorowego w zbiornikach po regeneracji

Tab. 6. Statistical parameter summary of the transformer oil in tanks after regeneration

Nazwa param.	Jednostka	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Wartość najlepsza	Liczba pomiarów
ČK	mgKOH/g	0,060	0,048	0,005	147
tgδ ₂₀	×10 ⁻²	1,679	8,780	0,010	77
tgδ ₇₀	×10 ⁻²	4,242	6,534	0,030	128
tgδ ₉₀	×10 ⁻²	8,153	12,053	0,050	129
ρ ₂₀	Ωcm×10 ¹²	44,3	68,9	363,4	77
ρ ₇₀	Ωcm×10 ¹²	7,0	19,8	124,3	128
ρ ₉₀	Ωcm×10 ¹²	2,9	8,8	75,2	129
σ	mN/m	37,1	7,3	57,0	140
Q _i	% _{hmot.}	0,15	0,09	0,37	117
T	%	53,0	27,1	93,9	72

W szczególności interesujące są wartości rezystywności oleju. Powyższe dane dla regeneracji oleju w zbiornikach wskazują na jej skuteczność - olej był z powodzeniem regenerowany, chociaż jego parametry przed regeneracją były o wiele gorsze niż oleju w transformatorach. Na podstawie wyników zaprezentowanych w tab. 5 i 6 można stwierdzić, że zregenerowane oleje transformatorowe mają od strony jakościowej wartości parametrów w pełni porównywalne z olejami fabrycznie nowymi, a ich cieplno-utleniająca stabilność jest nieco lepsza.



Fot. 1. Stacja regeneracji oleju transformatorowego na stanowisku pracy
Photo 1. Station of transformer oil regeneration at the workplace

Z przedstawionych wyżej wyników i doświadczeń firmy ORGREZ a.s. wynika, że metoda regeneracji oleju transformatorowego jest pełnowartościową alternatywą w stosunku do konieczności wymiany oleju, ponadto przynosi większe korzyści dla poprawienia stanu systemu izolacji w transformatorach olejowych. Regeneracja oleju stanowi znacząco korzystniejszy ekonomicznie sposób uzyskania właściwych parametrów oleju niż jego całkowita wymiana.

Literatura

- [1] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów. Energopomiar-Elektryka Gliwice 2006.
- [2] Faber D., Hradil Z., Weber T.: Parametry oraz trwałość regenerowanych olejów transformatorowych – materiały Konferencji Zarządzenia Eksploatacją Transformatorów, Wisła – Jawornik , 27-29.04.2010.
- [3] Protokół o mereni 21/1996-T + 156/1996-O, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí, Praha 1996.
- [4] Protokół o mereni 48/1996-S, Zkouska tepelne-oxidacni stalosti izolacního oleje - metodika CEZ-ORGREZ, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí, Praha 1996.
- [5] Protokół o mereni 96/2010-O + 108/2010-O, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí, Praha 2010.
- [6] Protokół o mereni 184/1995-O, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí, Praha 1995.
- [7] Protokół o mereni 216/1995-O, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí, Praha 1995.
- [8] Protokół o mereni 633/2008-O + 635/2008-O, ORGREZ a.s. Divize elektrotechnických laboratorí , Praha 2008.

otrzymano / received: 18.01.2011

przyjęto do druku / accepted: 01.03.2011