

Michał LASOTA, Mirosław OWCZAREK

ABB Sp. z o.o. – ODDZIAŁ ŁÓDŹ
ul. Aleksandrowska 67/93, 91-205 Łódź

Suszenie transformatorów energetycznych na stanowisku pracy technologią grzania prądem niskiej częstotliwości – doświadczenia praktyczne**Mgr inż. Michał LASOTA**

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej oraz studium podyplomowego zarządzania na Uniwersytecie Łódzkim. Od roku 2011 odpowiedzialny za sprzedaż w Serwisie Transformatorów ABB (PL TRES) oraz wdrożenia zaawansowanych rozwiązań Serwisu ABB na rynku polskim.

**Mgr inż. Mirosław OWCZAREK**

Główny Inżynier Serwisu Transformatorów (PL TRES) w ABB. Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej. Od roku 2000 inżynier i kierownik serwisu Fabryki Transformatorów ABB w Łodzi. Odpowiedzialny za instalacje, pomiary i obsługę gwarancyjną transformatorów. Od 2011 roku zajmuje się technicznymi aspektami działalności PL TRES (m.in. zaawansowane usługi techniczne oraz modernizacje transformatorów w kraju i za granicą).

**Streszczenie**

W artykule przedstawiono stosowane metody suszenia transformatora na miejscu zainstalowania. Podano opis technologii grzania uzwojeń prądem niskiej częstotliwości (LFH). Przedstawiono elementy instalacji, opis przebiegu samego procesu i jego kluczowe parametry. Skuteczność działania metody LFH zaprezentowano na podstawie wybranych projektów, dla jednostek różnej wielkości, napięć i konstrukcji.

Słowa kluczowe: transformator, suszenie izolacji, metoda LFH.

Practical experience in on-site drying of power transformers with low frequency heating**Abstract**

The introduction contains general information about presence and distribution of moisture in power transformers. Sources of water as well as corresponding threats influencing transformer operational safety and reliability are presented. Further, the authors briefly describe the methods typically used for on-site transformer drying as alternatives to Low Frequency Heating. The core of the paper is comprised of a detailed description of the LFH method, which is an advanced field service proposition of transformer condition improvement, engineered and deployed in numerous countries by ABB Transformer Service. The LFH installation components as well as the drying process description and key monitored parameters are given. The effectiveness of the LFH method is proven basing upon selected on-site projects pertaining transformers of different sizes, HV level, design and operation regime. Additional focus is placed on the significance of high vacuum in the drying process especially with regard to its effectiveness, which is then comparable with vapour phase factory drying. Finally, examples of the LFH combined with oil reclaiming during on-site projects are given. Through such approach, not only is the actual transformer condition improved and risk of failure diminished, but also the expected transformer lifetime may be significantly extended due to inhibited degradation of the oil-paper insulation system.

Keywords: transformer, insulation drying, LFH method.

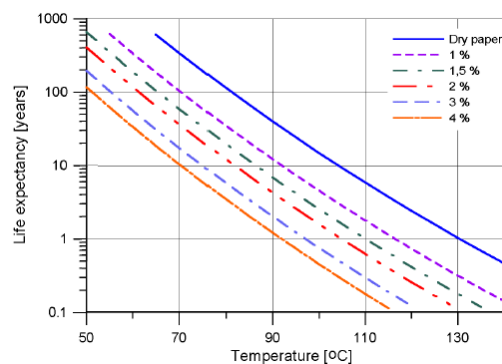
1. Wstęp

Przeciętny czas życia transformatorów definiuje się na poziomie 30–40 lat przy zachowaniu nominalnych parametrów pracy. Podstawy tych analiz wynikają ze znajomości fizyki i chemii zjawisk przebiegających we wnętrzu transformatora, w szczególności depolimeryzacji łańcuchów celulozy, będącej głównym składnikiem izolacji stałej. Choć proces degradacji jest nieuchronny, to istnieją zaawansowane technologiczne metody, które gwarantują jego spowolnienie, co zwiększa bezpieczeństwo użytkowania, stabilizuje ogólny stan techniczny transformatora oraz wydłuża czas życia od kilku do kilkunastu lat. Spośród wspomnianych metod, usuwanie wody z izolacji w procesie suszenia części aktywnej gwarantuje wysoką skuteczność i poprawę kondycji transformatora. Firma ABB z powodzeniem wykorzystuje tę

technologię do suszenia transformatorów dużych mocy w miejscu zainstalowania. Zabieg ten uzupełniony o regenerację oleju gwarantuje poprawę stanu technicznego jednostki. Ponadto pozwala on uzyskać oszczędności finansowe wynikające z braku konieczności transportu transformatora do zakładu remontowego. Niniejszy artykuł dotyczy technologii suszenia izolacji papierowo-olejowej z wykorzystaniem stosowanego przez ABB mobilnego urządzenia do nagrzewania uzwojeń za pomocą prądu niskiej częstotliwości.

2. Problem wody w transformatorze

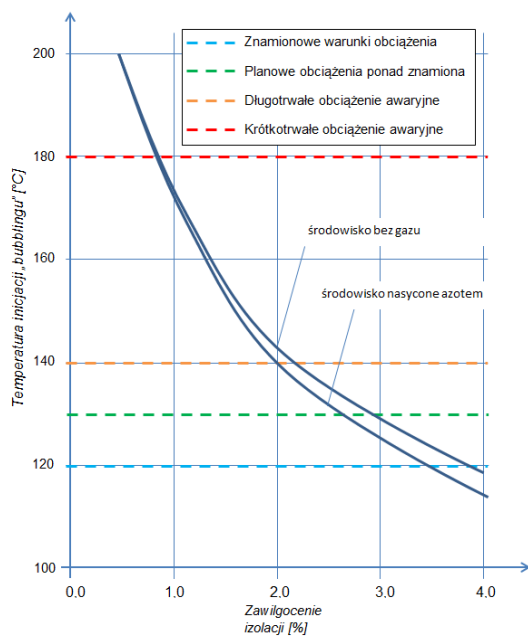
Transformatory mocy podczas eksploatacji narażane są nieuchronnie na zawilgocenie izolacji będące efektem rozkładu celulozy, rozszczelnień, wpływu czynników atmosferycznych czy też nieumiejętnej eksploatacji. Warto przy tym zauważyć, że transformator po procesie produkcji również posiada pewną resztkową zawartość wody w izolacji średnio na poziomie około 0,5%. Znaczącym jest, że rozkład wody w objętości izolacji transformatora jest w znacznym stopniu nierównomierny i na tej podstawie można rozróżnić obszary „grubych elementów izolacyjnych” oraz „cienkich elementów izolacyjnych”, które z kolei dzielą się na fragmenty „zimne” oraz „gorące”. Obszary „cienkie zimne” charakteryzują się największym nagromadzeniem wody, do 1,5% powyżej średniej, i służą jako główne źródło „dostarczające” ją olejowi przy wzroście temperatury pracy. Obszary „cienkie gorące” zawierają znacznie mniej wody jednak, z racji temperatury bliskiej *hot spotu*, jej wpływ jest dla izolacji znacznie groźniejszy [3]. Dwukrotny wzrost zawartości wody w izolacji stałej, np. 0,5% do 1% podwaja szybkość depolimeryzacji celulozy [15], a proces ten bezpośrednio przekłada się na czas życia transformatora (rys. 1).



Rys. 1. Zależność czasu życia transformatora od średniej temperatury pracy i zawilgocenia izolacji stałej [2]

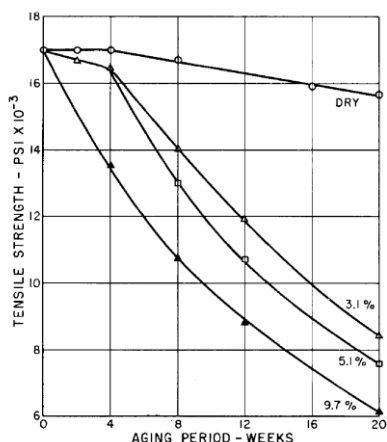
Fig. 1. Transformer lifetime against average operation temperature and solid insulation moisture [2]

Innymi słowy, transformator o mniejszym zawilgoceniu izolacji cechuje się większą niezawodnością i zmniejszonym ryzykiem uszkodzenia. Przy dużym zawilgoceniu istnieje większe ryzyko powstania efektu bąblowania (*ang.* „bubble effect”) podczas przeciążeń i wykrapłania wody w oleju przy szybkim schładzaniu. Zależności temperatury granicznej hot spotu inicjującego bąblowanie od zawilgocenia izolacji przedstawiono na rysunku 2. Zjawisko to zostało dokładniej opisane m.in. w publikacji [4], a sprowadza się do uwalniania warstw monomolekularnych wody, które na zasadach adsorpcji przylegają do włókien celulozy. Przy czym im więcej warstw przylega do włókna, tym energia wiązania kolejnej warstwy jest niższa. Efekt ten tłumaczy występowanie zjawiska bąblowania w niższej temperaturze dla celulozy nasączonej większą ilością wody.



Rys. 2. Temperatura wystąpienia „bubble effect” w zależności od zawilgocenia izolacji i nasycenia oleju azotem. Na podstawie [5]

Fig. 2. Temperature of the bubble effect against insulation moisture and nitrogen saturation in oil. According to [5]



Rys. 3. Wpływ stopnia zesterzenia na wytrzymałość na rozciąganie papieru kablowego o różnym zawilgoceniu [6, 7]

Fig. 3. Effect of the aging time on the tensile strength of cable paper with different moisture content [6, 7]

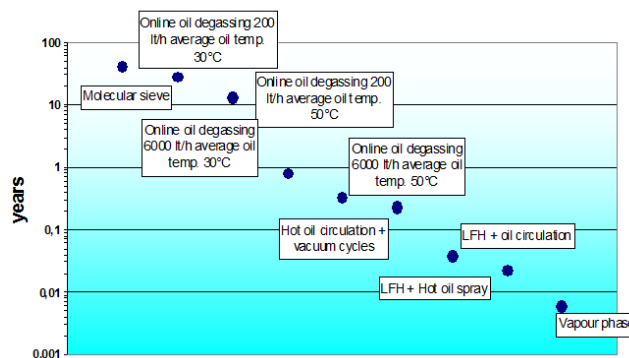
Z jednej strony zawilgocona izolacja stwarza poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa eksploatacji transformatora, zmniejsza jego wytrzymałość na przebicia w efekcie „bubblingu” oraz potencjalnego wytrącania ciekłej wody, z drugiej zaś przyspiesza

reakcje fizykochemiczne w olejowo-celulozowym układzie izolacyjnym oraz starzenie celulozy równoznaczne z rozpadem wiązań polimerowych wpływającym na zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej papieru [6, 7]. Szybkość starzenia się papieru w funkcji zawilgocenia przedstawia rysunek 3. Autorzy przytaczają wyniki badań wpływu zawilgocenia na starzenie papieru kablowego, który był powszechnie stosowany w konstrukcjach transformatorów do lat 90-tych XX wieku. Procesy w nim zachodzące są analogiczne do rozkładu stosowanej obecnie izolacji celulozowej. Reakcje zachodzące w procesie depolimeryzacji zależą m.in. od temperatury oraz zawartości wody, co stwarza konieczność troski o niski poziom zawilgocenia izolacji transformatora [1, 2].

3. Podstawy fizyczne suszenia transformatora

Istotny wpływ na szybkość suszenia transformatora mają: temperatura, wilgotność, różnica ciśnień oraz właściwości materiałowe. Standardowo stosowana w warunkach fabrycznych metoda suszenia w piecu ewaporacyjnym gwarantuje dużą szybkość i skuteczność procesu, jednak wiąże się z dużymi kosztami transportu transformatorów. Problem ten stworzył zapotrzebowanie na skuteczną metodę suszenia ich w miejscu zainstalowania. Odgazowanie oleju w procesie uzdatniania nie spełnia oczekiwań z uwagi na fakt, że ponad 99% wody znajduje się w izolacji stałej, a powolny jej przepływ do oleju wydłuża czas trwania procesu ponad granicę opłacalności ekonomicznej. Tego typu zabieg może służyć odgazowaniu i oczyszczeniu oleju z wody, natomiast w przypadku dużego zawilgocenia izolacji jest nieefektywny, gdyż woda z izolacji celulozowej i tak zawilgoci olej zgodnie z warunkami termodynamicznej równowagi przedstawionymi m.in. w [3]. Istnieją metody cyklicznego wirowania oleju, stosowania wyłącznie próżni, lub natryskiwania gorącego oleju na uzwojenia. Połączenie tych działań w jeden złożony proces wirowania oleju oraz okresowego natryskiwania izolacji gorącym olejem w warunkach wysokiej próżni, pozwala skrócić czas suszenia, jednak nadal nie jest on pozbawiony poważnych wad, do których należą:

- ograniczona temperatura grzania, ponieważ medium dostarczającym ciepło jest olej,
- temperatura zewnętrznych warstw izolacji jest wyższa od warstw wewnętrznych oraz wnętrza cewki,
- brak możliwości dogrzania miejsc zawilgoconych we wnętrzu uzwojeń, istotny spadek temperatury w cyklu próżniowym z uwagi na energię potrzebną do odparowania wody,
- narażenie izolacji na nadmierny kontakt z gorącym olejem i tlenem w wyniku kilku cykli grzania,
- długi czas trwania i niska opłacalność ekonomiczna procesu [9].



Rys. 4. Średni czas suszenia transformatora 400MVA o masie izolacji 14 ton z zawilgocenia 3% do 1,5% przy pomocy różnych metod [12]

Fig. 4. Average drying time of 400 MVA transformer with 14 tons of insulation from 3,0% to 1,5% moisture content by different methods [12]

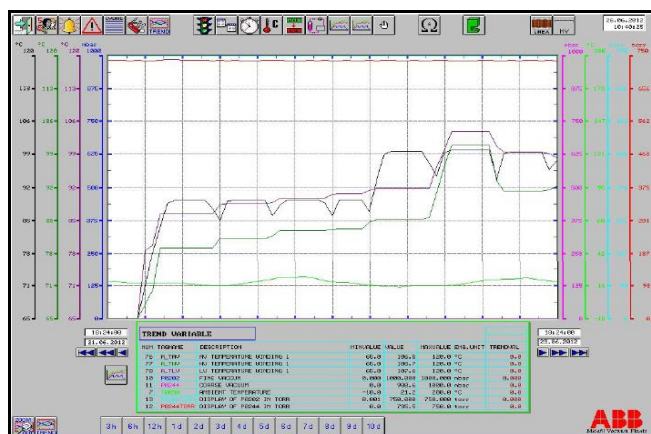
Wobec wyraźnego zapotrzebowania rynku na skuteczną metodę suszenia transformatorów mocy w miejscu zainstalowania, firma ABB rozwinęła w ostatnich latach technologię stosującą nagrzewanie uzwojeń za pomocą prądu niskiej częstotliwości (LFH), która w szczególności jest przeznaczona dla transformatorów dużej mocy. Na rys. 4 przedstawiono szacunkowy czas skutecznego suszenia transformatorów przy wykorzystaniu dostępnych rozwiązań technologicznych.

4. Suszenie transformatora z wykorzystaniem technologii LFH

Opis metody

Spośród wszystkich dostępnych na rynku rozwiązań układów suszenia izolacji w warunkach eksploatacyjnych, metoda LFH umożliwia osiągnięcie założonego efektu w najkrótszym czasie. Kontrolowana szybkość nagrzewania pozwala uniknąć lokalnych przegrzań izolacji, a równomierny rozkład temperatury zapewnia najlepszą skuteczność suszenia.

Dzięki zastosowaniu układu czujników, w całym procesie monitorowane są istotne parametry pracy takie jak: prądy i napięcia, temperatura uzwojeń, częstotliwość prądu generatora LFH, poziom próżni oraz szybkość ekstrakcji wody (rys. 5). Ważnym aspektem prowadzonej procedury jest zapewnienie ogrzania wszystkich elementów wewnątrz transformatora podczas procesu, gdyż obecność zimnych obszarów powoduje kondensację wody, co może zmniejszyć szybkość suszenia i zaburzyć równomierność rozkładu zawilgocenia.



Rys. 5. Interfejs użytkownika: bieżący monitoring parametrów w procesie suszenia LFH

Fig. 5. User interface: real-time monitoring of parameters in LFH drying process

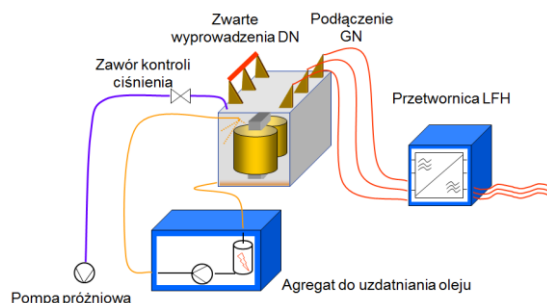


Rys. 6. Zabezpieczenie transformatora 70MVA 500 kV przed wychłodzeniem oraz wpływem czynników zewnętrznych podczas suszenia w procesie LFH

Fig. 6. Protection against cold and influence of environment in the LFH process – 70MVA 500kV transformer

Problem kondensacji wody jest tym bardziej znaczący im niższa jest temperatura otoczenia. Przykładowe zabezpieczenie jednostki transformatorowej 70MVA, 500 kV przed wpływem czynników zewnętrznych podczas suszenia LFH przedstawiono na rys. 6. Układ sterowania dobiera parametry procesu dla uniknięcia niepożądanych zjawisk takich jak: przegrzanie papieru, przebiecie izolacji czy też rozkład termiczny oleju. Zastosowany algorytm ABB bazuje na danych technicznych transformatora oraz mierzonych w sposób ciągły parametrach procesu suszenia.

Technologia LFH suszenia części aktywnej transformatorów zakłada ogrzewanie uzwojeń przy użyciu prądu w zakresie częstotliwości 1÷50 mHz. Rozwiązanie to pozwala zmniejszyć impedancję uzwojeń i uzyskać odpowiednią wartość prądu grzania przy relatywnie niskim napięciu zasilania, co jest istotne z punktu widzenia wytrzymałości izolacji transformatora pozbawionego oleju. System sterowania przetwornicy LFH gwarantuje kontrolę podstawowych parametrów procesu oraz przepływ prądu we wszystkich uzwojeniach, a niska częstotliwość prądu zapobiega ponadto nasyceniu się rdzenia. Równomierne grzanie izolacji w procesie wynika z faktu małego upływu ciepła w próżni oraz powierzchniowego dogrzewania izolacji gorącym olejem. Typowy schemat instalacji do suszenia transformatorów przedstawiono na rysunku 7 [8, 11, 12].



Rys. 7. Schemat poglądowy układu w technologii suszenia LFH [12]

Fig. 7. Concept diagram of LFH drying installation [12]

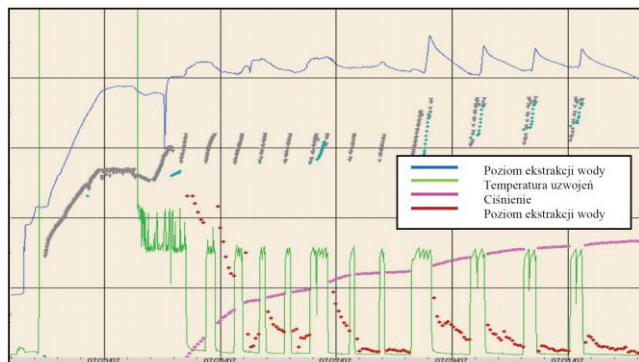
Proces kombinowanego suszenia łączącego technologię LFH z wysoką próżnią i natryskiwaniem gorącego oleju jest kilkakrotnie krótszy od stosowanej dotychczas najskuteczniejszej metody polegającej na natrykiwaniu gorącym olejem w próżni, w której energia nie jest dostarczana do wnętrza uzwojeń. Co więcej, metoda ta wymagała bardzo wysokiej próżni o ciśnieniu rzędu kilkudziesięciu μ Bar, podczas gdy w technologii LFH wystarczającym ciśnieniem jest 1mBar, co znacznie łatwiej jest osiągnąć w przypadku starych konstrukcji kadzi transformatorów. W wyniku długoletniej eksploatacji mogą one nie mieć wystarczającej szczelności oraz projektowej odporności na naprężenia mechaniczne, które są skutkiem dużego podciśnienia w kadzi.

Metoda LFH bywa stosowana przez ABB również w fabrykach transformatorów jako alternatywa dla tradycyjnego suszenia w piecu ewaporacyjnym. Takie rozwiązanie stosowane jest przez zakłady produkcyjne ABB w Stanach Zjednoczonych oraz Włoszech.

Przebieg procesu suszenia

Typowy przebieg procesu suszenia przedstawiono na rysunku 8. W fazie pierwszej uzwojenia transformatora po stronie GN zasilane są prądem o wartości 20÷50 % prądu znamionowego. Podczas ciągłego wirowania oleju zwiększa się jego temperatura do wartości około 85°C. Następnie, olej zostaje wypompowany z transformatora, a płynący prąd pozwala na utrzymanie wysokiej temperatury izolacji uzwojeń. W kolejnej fazie utrzymywany jest przepływ prądu, ale stopniowo jest obniżane ciśnienie w kadzi aż do poziomu wysokiej próżni. Następuje faza cyklicznego natryskiwania uzwojeń gorącym olejem, któremu towarzyszy intensywna ekstrakcja wody z celulozy i nieznaczny, okresowy wzrost ciśnienia w kadzi. Po kilku lub kilkunastu cyklach zwiększa się stop-

niowo temperaturę uzwojeń, nie przekraczając jednak wartości 110°C, aby uniknąć ryzyka przyspieszonej degradacji izolacji papierowej. Proces kończy się demontażem instalacji i oprzyrządowania, proceduralnym utrzymaniem próżni w kadzi oraz zalaniem transformatora olejem przez próżniowy agregat olejowy.



Rys. 8. Zapis rzeczywistych parametrów typowego procesu suszenia LFH
Fig. 8. Real parameters recorded in a typical LFH process

W czasie trwania procesu LFH system sterowania kontroluje jego przebieg i na wypadek anomalii lub odstępstw od parametrów granicznych, wysyła sygnały alarmowe lub zatrzymuje pracę urządzenia. Kryteria, które powodują zatrzymanie procesu suszenia zależą od takich parametrów jak: zawartość wody w izolacji stałej, gabaryty jednostki, napięcie znamionowe izolacji, temperatura suszenia, dopuszczalne ciśnienie próżni i inne. Do wyznaczenia wartości kryterialnych wykorzystuje się opracowane przez ABB algorytmy obliczeniowe, które ponadto weryfikują czas suszenia w oparciu o kinetykę oddawania wody na zewnątrz kadzi. Do kontroli jakości suszenia stosowana jest metoda FDS, jednak używane są również metody RVM oraz PDC [12].

Z reguły suszenie izolacji stałej uznaje się za konieczne w przypadku, gdy poziom zawilgocenia przekracza 3%. Suszenie może być jednak zalecane już powyżej 1% zawartości wody, np. w przypadku planowanego znacznego przeciążenia jednostki lub przyjęcia określonej strategii inwestycji i utrzymania ruchu. Zakładany poziom wysuszenia izolacji zależy od typu transformatora, pierwotnej przyczyny zawilgocenia i oczekiwanego czasu życia jednostki. W przypadku gdy jest on bardzo wysoki (0,5% i niżej) może wystąpić konieczność doprasowania uzwojeń po zakończeniu procedury LFH.

5. Efektywność metody LFH na przykładzie wybranych transformatorów

Przykładowe czasy suszenia różnych transformatorów metodą LFH wraz z efektami procesu przedstawiono w tabeli 1.

Tab. 1. Czas i skuteczność suszenia transformatorów o różnej mocy i napięciu znamionowym
Tab. 1. Drying time and effectiveness for transformers of different nominal power and voltage

Moc [MVA]	Napięcie GN [kV]	Początkowa zaw. H ₂ O	Końcowa zaw. H ₂ O	Czas suszenia
290	400	3,0 %	1,0 %	8 dni
200	300	2,5 %	1,0 %	7 dni
130	300	1,5 %	0,5 %	5 dni
130	300	4,5 %	1,5 %	4 dni
110	70	3,2 %	1,0 %	4 dni

Należy zauważyć, że technologia suszenia LFH wymaga przeprowadzenia odpowiednich wstępnych czynności, które powodu-

ją, że nawet dla transformatorów energetycznych o relatywnie małej mocy proces ten trwa minimum 4 dni. Z uwagi na większą masę materiałów izolacyjnych czas ten wydłuża się dla transformatorów dużej mocy i o wyższym napięciu. Niemniej jednak, skuteczność procesu, a więc szybkość ekstrakcji wody, jest praktycznie taka sama bez względu na rozmiar transformatora. W dużych jednostkach małe jedynie kinetyka spadku zawilgocenia izolacji, co jest pochodną jej masy.

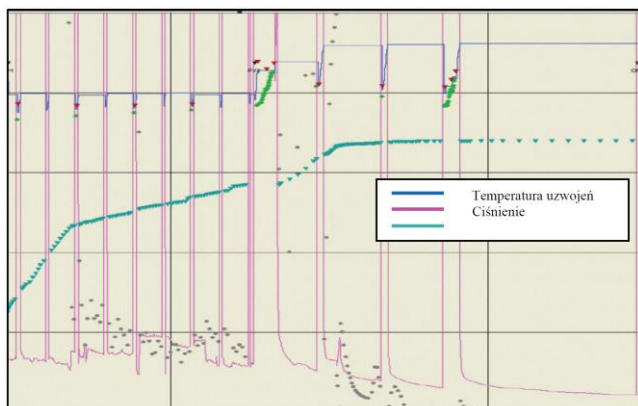
Firma ABB wykonała na całym świecie ponad 100 zaawansowanych usług serwisowych związanych z suszeniem transformatorów w miejscu zainstalowania. Najbogatsze i najbardziej zróżnicowane doświadczenia pochodzą z Norwegii oraz Szwajcarii, gdzie suszenie LFH często łączono z regeneracją oleju oraz remontem i modernizacją transformatora. Doświadczenia ostatnich kilkunastu lat w tych krajach dotyczą jednostek o mocy do 463 MVA oraz napięciu znamionowym do 420 kV. Technologia LFH stosowana była również w Singapurze oraz Malezji gdzie, z uwagi na bardzo dużą wilgotność powietrza, suszenie części aktywnej jest konieczne po dłuższym rozszczelnieniu kadzi np. podczas remontu lub rewizji wewnętrznej. Jedne z najciekawszych przykładów stosowania technologii LFH pochodzą z Kanady, gdzie Serwis Transformatorów ABB wykonał już ponad 20 zabiegów suszenia transformatorów o napięciu 500kV i mocy dochodzącej do 750 MVA. W dalszej części artykułu, zostaną omówione dwa przypadki suszenia autotransformatorów o napięciu 500 kV i mocy 750 MVA (rys. 9) oraz 70 MVA. Podstawowe parametry jednostek wraz z efektami procesu podano niżej.

Autotransformator	750MVA	70MVA
Moc:	750 / 750 / 150 MVA	70 MVA
Napięcie nominalne:	500 / 230 / 28 kV	500 / 13,8 / 13,8 kV
Masa izolacji:	15 100 kg	4 500 kg
Masa oleju:	150 000 kg	81 100 kg
Liczba cykli:	11	13
Spadek zawilgocenia:	od 1,5% do 0,5%,	od 0,8% do 0,4%
Masa wyekstrahowanej wody:	ok. 150 l	ok. 20 l



Rys. 9. Transformator 750MVA po suszeniu LFH
Fig. 9. UHV 750 MVA Transformer after LFH drying

Autotransformator 750 MVA został w roku 2006 wyłączony z ruchu z uwagi na lokalne przegrzania. Podczas remontu poproszono ABB o zaproponowanie metody wysuszenia izolacji do poziomu zapewniającego bezpieczne przeciążanie transformatora. Klient równolegle wdrażał program suszenia, w którym początkowo rozpatrywano wykorzystanie metody cyrkulacji gorącego oleju oraz wysokiej próżni (HOV). Z reguły dla dużo mniejszych transformatorów tego typu rozwiązanie pozwala na częściowe zmniejszenie zawilgocenia papieru. Jednak w tym wypadku rezultat był znikomy. Skutecznie została wysuszona jedynie powierzchnia izolacji. Natomiast całkowite zawilgoceniu nieznacznie się zmniejszyło, gdyż woda była uwięziona przede wszystkim w jej objętości. Dlatego po tych wstępnych doświadczeniach podjęto decyzję o wykorzystaniu technologii LFH.



Rys. 10. Zapis parametrów podczas suszenia transformatora 750MVA – fragment procesu

Fig. 10. Parameters recorded during 750MVA transformer drying – part of process

Suszenie autotransformatora zrealizowano w 11 cyklach w okresie 12 dni. Pozwoliło to na zmniejszenie zawilgocenia z poziomu 1,5% do 0,5%, które jest równoważne ekstrakcji około 150 litrów wody z izolacji. Przebieg podstawowych parametrów procesu suszenia przedstawiono na rysunku 10 [8]. Warto przy tym dodać, że część aktywna jednostki suszona była poza kadzią, która w tym samym czasie poddawana była renowacji. Do tego celu wykorzystano kontener, który był odpowiednio szczelny, wytrzymała na skutki dużego podciśnienia w kadzi oraz odporny na działanie oleju i temperatury. Drugim przykładem jest autotransformator o mocy 70MVA. Jego suszenie zostało zrealizowane jako element modernizacji i wydłużenia życia jednostki będącej w eksploatacji przez ponad 30 lat.

Duże zróżnicowanie konstrukcyjne transformatorów serwisowanych przez ABB metodą LFH, potwierdzają zakończone sukcesem prace na jednostce 300 MVA o budowie płaszczowej oraz jednofazowym transformatorze 250 MVA.

Doświadczenia ABB w stosowaniu metody LFH potwierdziły założenia teoretyczne, według których konstrukcja urządzenia nie ma dużego znaczenia tak długo jak długo proces technologiczny suszenia pozwala dostarczyć ciepło do wnętrza izolacji zapewniając najkorzystniejszy gradient temperatury oraz spełniając pozostałe wymagania przytoczone w rozdziale 3.

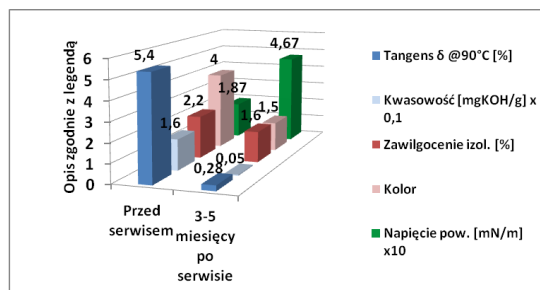
6. Suszenie metodą LFH w połączeniu z regeneracją oleju

Koncepcja kompleksowej poprawy stanu transformatora łączącą technologię LFH z równoczesną regeneracją oleju transformatorowego została opisana przez Autorów w publikacji [10].

Metoda ta, uzupełniona o podstawowe prace związane z renowacją powłok lakierniczych, wymianą podzespołów czy też konserwacją układów hydraulicznych, stanowi rozsądną alternatywę dla typowej modernizacji fabrycznej transformatora po około 20÷30 latach eksploatacji. Sam proces regeneracji oleju został dokładnie opisany w [10] i sprowadza się do oczyszczenia wnętrza transformatora z produktów rozkładu zarówno oleju jak i izolacji papierowej. Z powyższych, szczególnie kwasy o niskiej masie cząsteczkowej istotnie przyspieszają degradację celulozy, jako substancje wyjątkowo łatwo rozpuszczające się w papierze izolacyjnym i katalizujące reakcję hydrolizy.

O ile kilkukrotna cyrkulacja oleju transformatora przez agregat z kolumnami adsorpcyjnym, pozwala efektywnie i trwale wyekstrahować z izolacji m.in. kwasy „lekkie” oraz szlam, to jednak proces ten nie gwarantuje wysokiej ekstrakcji wody, gdyż jej migracja pomiędzy izolacją a olejem jest bardzo powolna. Jak pokazują rezultaty zastosowania LFH w połączeniu z regeneracją oleju, metoda LFH stanowi nie tylko skuteczne dopełnienie regeneracji oleju, ale również przyspiesza oczyszczanie jednostki z najgroźniejszych „lekkich” kwasów, gdyż mają one temperaturę wrzenia niewiele wyższą od wody. Już samo suszenie zmniejsza

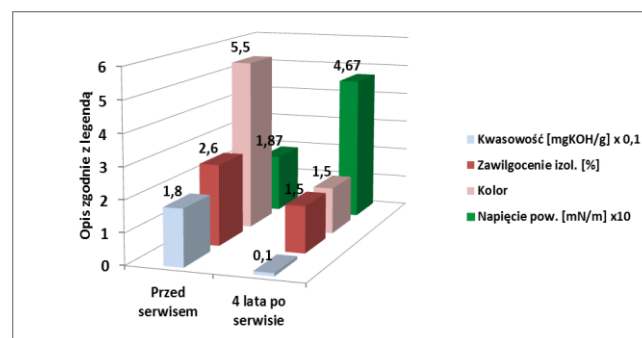
poziom kwasowości izolacji o około 20÷30 %, czego dowodzi wysoki odczyn kwasowy wody „wyciągniętej” z wnętrza transformatora. Jak można zauważyć na rysunku 11 istotne parametry izolacji w transformatorze poprawiły się radykalnie i utrzymały na dobrym poziomie w kolejnych miesiącach od przeprowadzonego serwisu. Przeprowadzona analiza dla tego przypadku określa przewidywany pozostały czas życia transformatora na około 35÷40 lat, przy założeniu dotychczasowych warunków obciążenia [9, 13].



Rys. 11. Poprawa istotnych parametrów transformatora 200MVA w wyniku suszenia LFH w połączeniu z regeneracją oleju [13]

Fig. 11. Improvement of insulation properties of the 200MVA transformer after LFH drying combined with oil reclaiming [13]

Kolejnym przykładem kompleksowej akcji serwisowej, w której wykorzystane zostały obie opisywane technologie była modernizacja transformatora 160MVA na napięcie 290kV zainstalowanego w wilgotnym i wietrznym rejonie nadmorskim. Jednostka wymagała gruntownej odnowy silnie przerdzewiających fragmentów kadzi oraz powłoki malarskiej, kompletnej wymiany uszczelnień, okablowania i osprzętu. Parametry fizyko-chemiczne oleju przekraczały wartości dopuszczalne, a poziom zawilgocenia izolacji był typowy dla transformatora będącego w eksploatacji przez około 25 lat (rys. 12).

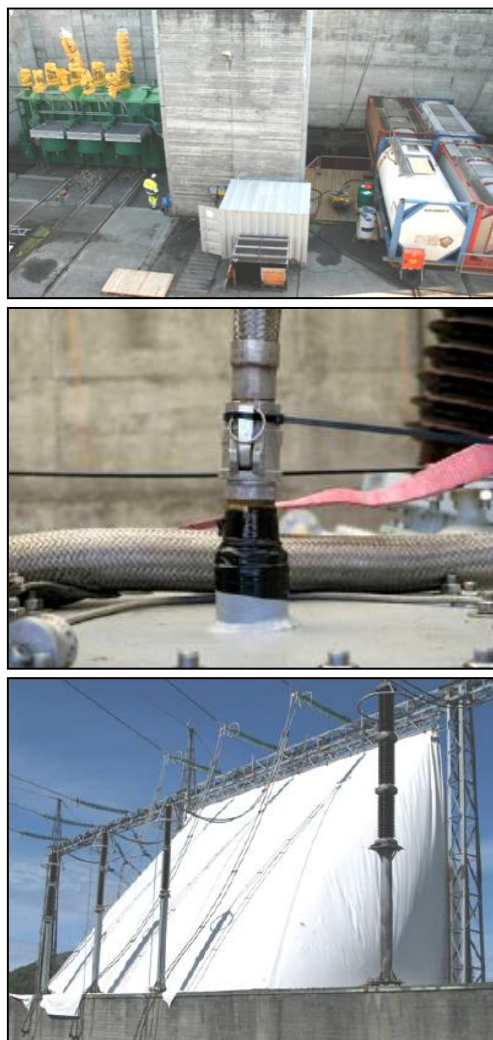


Rys. 12. Poprawa i wieloletnia stabilność istotnych parametrów transformatora 160MVA w wyniku suszenia LFH w połączeniu z regeneracją oleju

Fig. 12. Improvement and long-term stability of key 200MVA transformer parameters after LFH drying combined with oil reclaiming

Z uwagi na bliskość agresywnego środowiska morskiego, prace wykonano pod namiotem (rys. 13). Zastosowanie technologii LFH pozwoliło na uzyskanie podwójnej korzyści. Z jednej strony pozwoliła ona na ekstrakcję wody zgromadzonej w izolacji papierowej w skutek procesów starzeniowych i naturalnej migracji podczas eksploatacji, z drugiej zaś zapewniła osuszenie jednostki z wilgoci, która dostała się do wnętrza przy rozszczelnianiu lub otwieraniu kadzi w czasie remontu.

Powyższe przykłady dowodzą, że jednoczesne wykorzystanie obu technologii do poprawy stanu technicznego transformatora w miejscu zainstalowania dają efekt synergiczny, który pozwala skrócić czas suszenia i zwiększyć jego efektywność [9]. W rezultacie realizacja kompleksowej usługi serwisowej jest szybsza przy mniejszych kosztach inwestora związanych z wyłączeniem jednostki z eksploatacji.

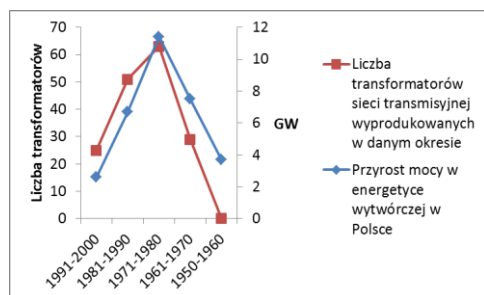


Rys. 13. Renowacja transformatora 160MVA 290kV w miejscu zainstalowania: przygotowanie systemów LFH i regeneracji oleju (góra), instalacja dyszy do natryskiwania oleju (środek), namiot ochronny zabezpieczający przed wpływem środowiska zewnętrznego (dół)

Fig. 13. On-site retrofit of the 160MVA 290kV transformer: preparation of LFH and oil reclaiming installations (top), adaptation of oil spray nozzles (centre), protection tent to secure the transformer against surrounding environment (bottom)

7. Wnioski końcowe

Jak pokazuje tabela z rys. 14, istotna część infrastruktury energetycznej kraju, a zatem i transformatorów mocy w sieci transmisyjnej i energetyce wytwórczej, przekracza wiek 30 lat i w najbliższych latach czeka ją wymiana lub modernizacja. Istotny wpływ na te decyzje może mieć wykonany we właściwym momencie zabieg suszenia izolacji skutkujący wydłużeniem życia jednostek.



Rys. 14. Rozkład wiekowy infrastruktury energetycznej Polski [14]
Fig. 14. Polish power infrastructure age distribution

W niniejszym artykule omówiono koncepcję suszenia transformatora i metody stosowane przy jej realizacji. Szczególną uwagę zwrócono na technologię LFH opracowaną i skutecznie wdrożoną w ramach Serwisu Transformatorów ABB. Przedstawiono wybrane przykłady potwierdzające efektywność suszenia metodą LFH transformatorów o różnych wielkościach i zastosowaniach. Opiszano również przypadki, w których LFH w połączeniu z regeneracją oleju pozwoliło na radykalną kompleksową poprawę stanu transformatorów i wydłużenie spodziewanego czasu eksploatacji.

Rozwiązanie to pozwala osuszyć duże transformatory mocy w miejscu zainstalowania w krótszym czasie i w sposób bardziej skuteczny niż jakakolwiek inna stosowana metoda. Ponadto likwiduje koszty związane z koniecznością transportu do fabryki remontowej wyposażonej w piec ewaporacyjny jak również istotnie redukuje koszty wyłączenia transformatora z ruchu i utracone z tego tytułu korzyści. Procedura suszenia przewiduje sterowanie wykorzystujące złożone algorytmy kontroli procesu przy pomiarze podstawowych parametrów w czasie rzeczywistym. Suszenie transformatorów LFH może być również stosowane w fabrykach produkcyjnych i daje podobne efekty jak tradycyjne suszenie w piecu ewaporacyjnym.

Autorzy pragną wyrazić szczególne wyrazy wdzięczności pracownikom ABB w Kanadzie: Mustafa Lahloub, Ed teNyenhuis; Norwegii: Tom Milgaard; Szwajcarii: Laurent Allard, Martin Carlsson; Tajlandii: Pakorn Khankasikam – za udostępnienie informacji i wsparcie merytoryczne podczas przygotowania referatu.

8. Literatura

- [1] Shroff D.H., Stannett A.W.: A review of paper aging in power transformers, IEE Proceedings Vol. 132, Pt. C, No. 6, październik 1985.
- [2] Lundgaard L., Hansen W., Linhjell D., Painter T.: Aging of oil-impregnated paper in power transformers; IEEE Transactions on power delivery, vol. 19, No. 1, 2004.
- [3] Griffin P., Sokolov V., Vanin B.: Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation System.
- [4] Mościcka-Grzesiak H.: Zawilgocenie izolacji celulozowej w liczbach w aspekcie zjawisk fizycznych oraz konsekwencji eksploatacyjnych; Międzynarodowa Konferencja Transformator'11, Toruń 2011.
- [5] Oomen T.V., Lindgren S.R.: Bubble evolution from transformer overload, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, 2001, Vol.1, pp. 137-42.
- [6] Matuška P., Weber T.: Usuwanie wilgoci z izolacji stałej transformatorów olejowych metodą Orgrez-Revos.
- [7] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów, Gliwice 2012.
- [8] Figueroa E., Kalicki T., teNyenhuis E.: Onsite Drying of Large Power Transformers Using Low Frequency Induction Heating; Techcon Asia Pacific 2008.
- [9] Dahlund M., Koestinger P., Meyer P., Warren L.: Life extension and increased reliability: Solutions for oil maintenance, Euro TechCon 2007, Chester, Anglia, October, 2007.
- [10] Lasota M., Owczarek M.: Proces Regeneracji Oleju Transformatorowego w Świetle Wieloletnich Doświadczeń Eksploatacyjnych; Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny 2012.
- [11] Rindlisbacher G., von Ah M.: Cut and dry; ABB Review 3/2005 – the corporate technical journal.
- [12] Koestinger P., Aronsen E., Boss P., Rindlisbacher G.: Practical experience with the drying of power transformers in the field, applying the LFH technology; Cigre 2004, A2-205.
- [13] Koestinger P., Bruarøy T.: Drying of power transformers in the field, applying the LFH-Technology in combination with oil reclamation; Cigre 2006, A2-108.
- [14] Lichota A.: Prognozowanie krótkoterminowe na lokalnym rynku energii elektrycznej; Rozprawa doktorska AGH im. Stanisława Staszica, Kraków 2006.
- [15] Griffin P.J.: Water in transformers – so what!; Doble Engineering Company.

otrzymano / received: 29.11.2012

przyjęto do druku / accepted: 02.01.2013

artykuł recenzowany / revised paper