

Dave Hanson

TJH2b Analytical Services

Zastosowanie analizy SF₆ w procesie eksploatacji i konserwacji wyłączników oraz elementów stacji elektroenergetycznych izolowanych gazem

Rys historyczny stosowania sześćsiorku siarki w elektrotechnice

Sześćsiork siarki został po raz pierwszy zsyntetyzowany w laboratoriach paryskiego Faculté de Pharmacie przez Moissana i Lebeau w 1900 r. Fluor otrzymany w wyniku elektrolizy reagował z siarką w silnie egzotermicznej reakcji: $S + 3F_2 \rightarrow SF_6 + 262 \text{ kcal}$. Wspomniana reakcja jest do dziś używana do produkcji SF₆.

Pierwsze badania nad jego przemysłowymi zastosowaniami zostały przeprowadzone przez firmę *General Electric* w 1937 r., gdy zdano sobie sprawę, że gaz ten można wykorzystać jako izolator w urządzeniach elektrycznych. W 1939 r. firma *Thomson-Houston* opatentowała zasadę wykorzystania SF₆ do izolacji kabli i kondensatorów.

W latach 40. XX w. SF₆ znalazł zastosowanie w wyłącznikach instalacyjnych. Historia najwcześniejszych doświadczeń nad gaszeniem łuków w atmosferze SF₆ prowadzonych przez firmę *Westinghouse* została opisana w patencie uzyskanym w 1951 r. przez Lingala, Browne'a i Stroma.

Metody przemysłowej produkcji SF₆ zostały opracowane na przełomie lat 40. i 50. wieku dwudziestego. W drugiej połowie lat 50. wielkoskalowa produkcja SF₆ na potrzeby zastosowań przy budowie elektrowni zbiegła się z pojawieniem pierwszych wyłączników energetycznych wysokiego i najwyższego napięcia, wykorzystujących gaz SF₆.

W latach 60. ubiegłego wieku stały się dostępne wysokonapięciowe wyłączniki o wielu różnych konstrukcjach, wykorzystujące gaz SF₆. Przede wszystkim były to konstrukcje dwuciśnieniowe, w których gaz pod względnie niskim ciśnieniem był wykorzystywany jako izolacja, zaś gaz wysokociśnieniowy był wykorzystywany do przerywania torów prądowych. Wraz ze wzrostem doświadczenia związanego ze stosowaniem SF₆ w wysokonapięciowych wyłącznikach, producenci wprowadzili konstrukcje jednociśnieniowe, a także ulepszyli techniki uszczelniania, tym samym znacznie zmniejszając poziom wycieków gazu.

Obecnie SF₆ jest stosowany w wyłącznikach średnionapięciowych, układach bezpiecznikowych, stycznikach, wyłącznikach na najwyższe napięcia, stacjach elektroenergetycznych oraz transformatorach izolowanych gazem.

Zalety i wady SF₆ jako medium izolacyjnego

Sześćsiork siarki posiada szereg właściwości, dzięki którym nadaje się świetnie na płyn dielektryczny. Jest bardzo dobrym medium izolacyjnym. Cechuje go 2,5-krotnie wyższa wytrzymałość na przebicie niż powietrza, a pod ciśnieniem powyżej trzech barów, wytrzymałość na przebicie jest większa niż oleju mineralnego. Ze względu na wysokie powinowactwo elektronowe fluoru, stosowanie SF₆ zwiększa napięcie początkowe wyładowań niezupełnych.

Jest bardzo dobrym gasiwem. W przypadku SF₆ wysokie powinowactwo elektronowe fluoru w połączeniu z obfitością fluoru na każdej ścieżce wyładowania zapewnia silne oddziaływanie z wysokoenergetycznymi elektronami. To sprawia, że SF₆ jest niemal 100-krotnie bardziej wydajnym gasiwem niż powietrze.

SF₆ jest gazem obojętnym oraz niepalnym. Jedynie temperatury rzędu 500°C lub wyładowania elektryczne mogą zapoczątkować dysocjację i ewentualne reakcje. Na szczęście w przypadku nieobecności innych związków, produkty dysocjacji SF₆ w sposób naturalny łączą się ze sobą, odtwarzając SF₆ (zob. rys. 1). SF₆ charakteryzuje wyjątkowa zdolność do samoregeneracji wśród płynów dielektrycznych.

SF₆ jest doskonałym nośnikiem ciepła. Współczynnik przewodzenia ciepła w przypadku SF₆ jest wyższy niż powietrza. Co więcej, rośnie on wraz ze wzrostem ciśnienia. Natomiast dla wystarczająco wysokich ciśnień lub przepływów, współczynnik przewodzenia ciepła SF₆ jest lepszy niż oleju mineralnego. SF₆ jest gazem nietoksycznym. Zwiększa to jego atrakcyjność z punktu widzenia zdrowia i bezpieczeństwa.

Niestety posiadanie i obsługa urządzeń wypełnionych SF₆ nie jest bezproblemowa. Mogą pojawić się obawy związane z bezpieczeństwem, problemami środowiskowymi, jakością dostaw gazu oraz stanem urządzeń. Istnieje kilka dobrze ugruntowanych praktyk radzenia sobie z tym obawami, ale wymagają one jednoznacznego zidentyfikowania tych kwestii. Analiza płynu izolacyjnego może odgrywać w tym istotną rolę.

Z punktu widzenia środowiska, SF₆ okazał się być jednym z najsilniejszych gazów cieplarnianych. Jego potencjał tworzenia efektu cieplarnianego jest 23 900 razy większy niż CO₂.

W dążeniu do ograniczenia wpływu SF₆ na zmiany środowiska wprowadzono na całym świecie regulacje ograniczające emisję oraz inne straty. W związku z tym wiele zakładów obecnie prowadzi szczegółowe inwentaryzacje swoich zapasów, co pozwala im na zgłaszanie corocznych strat. Ulatnianie się gazu oraz niedokładne zapisy z obchodzenia się z gazami są głównymi przyczynami strat.

Kwestie bezpieczeństwa, związane z produktami ubocznymi powstającymi w łuku elektrycznym, stają się istotne, gdy inne substancje oprócz SF₆ są obecne przy wyładowaniach wewnątrz urządzeń. Gdy zachodzi potrzeba, konieczne może okazać się wprowadzenie specjalnych procedur obchodzenia się z gazem oraz z urządzeniami.

W ostatnich latach zwiększyła się liczba źródeł dostaw SF₆. Niektóre ze źródeł nie mają specyfiki odpowiedniej dla izolacji elektrycznej, ale mimo to są dostarczane na potrzeby sprzętu elektrycznego. W odpowiedzi na obawy środowiskowe, na niektórych rynkach zaczęto oferować usługi regeneracji SF₆. Jakość procesów regeneracji okazała się jednak niewystarczająca. Niepewna jakość dostaw zwiększyła ryzyko wystąpienia problemów związanych z bezpieczeństwem, jak i skróceniem trwałości użytkowej urządzeń zawierających SF₆.

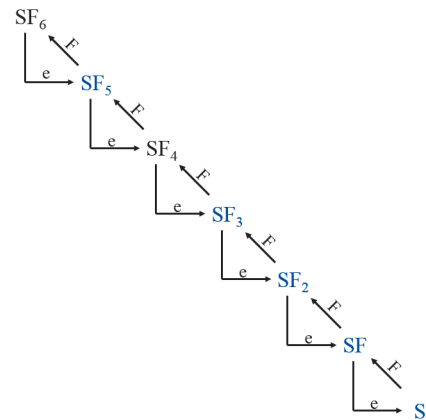
Podobnie jak w przypadku oleju mineralnego, samo stosowanie sześćsielfluorku siarki nie sprawia, że urządzenia stają się bezobsługowe. W przypadku urządzeń, które nie są uszczelnione, konieczne jest opracowanie programu zarządzania żywotnością urządzeń. Wyłączniki wysokonapięciowe i najwyższych napięć należy oceniać pod względem zużycia oraz oznak uszkodzenia. Podobnie należy postępować ze stacjami elektroenergetycznymi izolowanymi gazem oraz transformatorami z SF₆.

Obecnie dostępne są usługi pomagające w zarządzaniu gazem SF₆ oraz urządzeniami wypełnionymi SF₆ poprzez analizę charakterystyki gazu oraz diagnostykę stanu urządzeń. Usługi te są bardzo zbliżone do tych, które są dostępne dla oleju mineralnego.

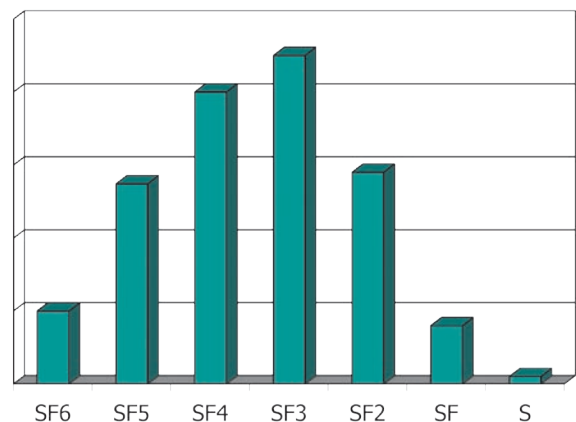
Właściwości chemiczne SF₆ podczas eksploatacji urządzeń

SF₆ pozostaje chemicznie obojętny, o ile nie wystąpi wyładowanie elektryczne lub wysoka temperatura (>500°C). W przypadku wyładowania atomy fluoru z cząsteczki SF₆ mogą przyjąć elektron i ulec dysocjacji, odtwarzając się od atomu siarki. Po zakończeniu wyładowania, w idealnych warunkach, każdy zdysocjowany atom fluoru traci pochłonięty elektron i przyłącza się ponownie do zdysocjonowanego jonu SF_x, odtwarzając w ten sposób SF₆ (rys. 1). Na tym polega właśnie zdolność SF₆ do samoregeneracji. Niezależnie od warunków, jest to dominująca reakcja zachodząca w wysokonapięciowych urządzeniach elektrycznych wypełnionych SF₆.

Wyładowanie nie skutkuje całkowitą dysocjacją wszystkich cząsteczek SF₆ na drodze wyładowania. Zamiast tego powstaje wiele produktów dysocjacji, których rozkład przypomina ten przedstawiony na rysunku 2. Amplituda rozkładu zależy od czasu trwania wyładowania, zaś kształt rozkładu zależy od energii wyładowania. Zarówno czasy trwania, jak i energie wyładowań mogą się wahać w szerokim zakresie (rys. 3).



Rys. 1. Ścieżka dysocjacji i odtwarzania SF₆



Rys. 2. Rozkład związków powstających w wyniku dysocjacji SF₆ pod wpływem wyładowania

| Type | Occurrence | Characteristics |
|-------------------|--|--|
| Partial Discharge | Electrically floating component Free conducting particles | 0.01 – 0.001 J 10 ² – 10 ⁴ Hz |
| Spark | Capacitive discharge Disconnect switch | 0.010 – 100 J a few μs duration |
| Arc | Breaker switch In-service fault | 10 ⁵ – 10 ⁷ J 50 – 150 ms |

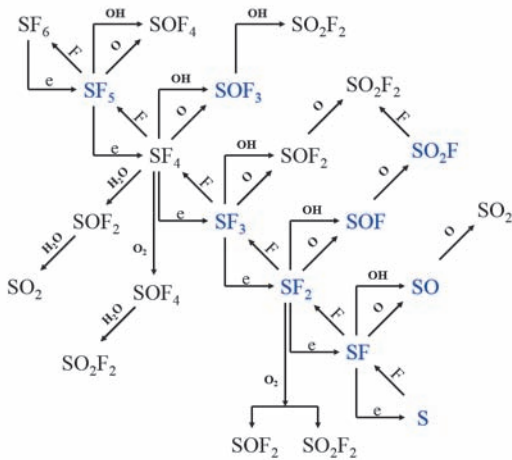
Rys. 3. Czas trwania i moc wyładowań w SF₆

Jeżeli tlen pochodzący z cząsteczek H₂O lub O₂ jest dostępny przy wyładowaniu, możliwe jest powstawanie zupełnie innego szeregu produktów i półproduktów (rys. 4). Związki zaznaczone na niebiesko są niezwykle aktywnymi i nietrwałymi półproduktami. Natomiast produkty SOF₄, SOF₂, SO₂F₂ oraz SO₂ są stabilnymi związkami, które można wykorzystać do otrzymania informacji pozwalających na diagnostykę aktywności wyładowań wewnątrz urządzenia. Niestety są to zarazem związki toksyczne i ich obecność wymusza konieczność stosowania specjalnych procedur postępowania.

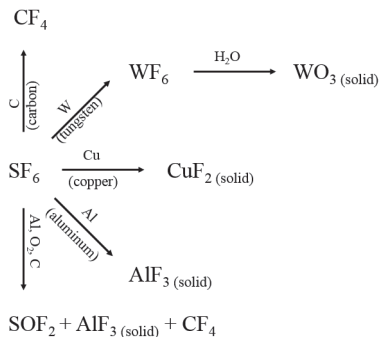
Substancje stałe znajdujące się w urządzeniu również mogą brać udział w reakcjach pod wpływem wyładowań. W przypadku wyłączników instalacyjnych, w reakcjach zazwyczaj bierze udział węgiel z Teflonu®, z którego wykonane są

elementy przerywaczy, miedź i wolfram ze styków oraz glin z osłon (rys. 5). Stałe produkty powstające w tych reakcjach są dobrze rozdrobnionymi proszkami. Jako że są to substancje toksyczne, które łatwo wnikają do dróg oddechowych, wymagają one specjalnego obchodzenia.

Istotne jest zrozumienie faktu, że postęp wielu z tych reakcji zależy od dostępności cząsteczek O_2 oraz H_2O .



Rys. 4. Dysocjacja, odtwarzanie oraz reakcje SF_6 z zanieczyszczeniami O_2 oraz H_2O



Rys. 5. Produkty powstające w tuku z substancji stałych w wyłącznikach

Źródła zanieczyszczenia gazu powietrzem

Tlen oraz wilgoć należą do substancji zanieczyszczających, które wnikają z atmosfery. Pomimo najlepszych starań w celu wyeliminowania zanieczyszczeń, zawsze znajdzie się pewna ilość tlenu i wilgoci wewnątrz urządzeń wypełnionych SF_6 . Minimalizacja poziomów tych zanieczyszczeń jest kluczowa dla zminimalizowania powstawania produktów ubocznych przedstawionych na rysunku 4. Jako że niektóre z tych produktów mają szkodliwy wpływ na inne materiały obecne wewnątrz urządzeń, zminimalizowanie ich ilości jest kluczowe dla optymalizacji ich trwałości.

Ogólnie mówiąc, istnieją dwa sposoby, w jakie zanieczyszczenia te mogą dostać się do wnętrza urządzeń wypełnionych SF_6 : pierwszy wynika z niekompletnego usunięcia gazów atmosferycznych z urządzenia przed napełnieniem go SF_6 , a drugim sposobem jest wlot wspomnianych gazów przez nieszczelności.

Przed rozruchem, urządzenia mające być wypełnione SF_6 są wypełnione powietrzem. Wilgoć zawarta w powietrzu ulega wówczas adsorpcji na wewnętrznych powierzchniach urządzeń. W mniejszym stopniu wilgoć oraz tlen może dyfundować poprzez porowatą strukturę takich materiałów, jak Teflon®. Przy przygotowaniu do rozruchu stosowane jest podciśnienie w celu usunięcia powietrza i wilgoci. Niezależnie od skuteczności tego procesu zawsze pozostanie wewnątrz pewna ilość gazów atmosferycznych. Ilość pozostałej wilgoci jest znacznie większa. W niektórych zastosowaniach zwyczajowo stosuje się torebki ze środkiem suszącym w celu pochłonięcia pozostałej wilgoci.

W przypadku występowania nieszczelności wnikanie przez nie powietrza oraz wilgoci skutkuje największym poziomem zanieczyszczeń. Powszechnym błędem jest uznawanie, że powietrze lub wilgoć nie mogą wnikać do nieszczelnej komory wypełnionej SF_6 tak długo, jak ciśnienie SF_6 jest wyższe od ciśnienia atmosferycznego. W rzeczywistości to różnica pomiędzy wewnętrznym ciśnieniem cząstkowym i zewnętrznym ciśnieniem cząstkowym poszczególnych gazów decyduje o przepływach netto danego gazu. Prawo Grahama dotyczące efuzji opisuje prędkość wnikania gazów przez niewielki otwór (rys. 6).

$$Z_w A_o = p A_o / (2\pi m k T)^{1/2}$$

Gdzie: Z_w = częstość zderzeń na jednostkę powierzchni,
 A_o = powierzchnia nieszczelności,
 p = różnica ciśnień cząstkowych gazów,
 m = masa atomu lub cząsteczki gazu,
 k = stała Boltzmanna,
 T = temperatura gazu.

Rys. 6. Szybkość efuzji zgodnie z prawem Grahama

Tlen, azot, wilgoć oraz inne gazy atmosferyczne będą ulegały efuzji do wnętrza urządzeń do momentu, aż ich poszczególne ciśnienia cząstkowe zrównają się z ich zewnętrznymi ciśnieniami cząstkowymi w atmosferze. Jest to stan, który może być osiągnąć szybciej lub wolniej w zależności od rozmiaru otworu w miejscu nieszczelności. Całkowite ciśnienie gazu wewnątrz urządzenia będzie równe sumie ciśnienia powietrza oraz SF_6 . W nieszczelnych urządzeniach, które były wielokrotnie uzupełniane SF_6 w celu przywrócenia ciśnienia odpowiadającego pięciu atmosferom, mieszanina gazów będzie składała się z czterech atmosfer z SF_6 i jednej atmosfery z gazów z powietrza.

Analiza próbek SF_6

Analiza próbek gazu SF_6 jest przeprowadzana rutynowo w celu wyznaczenia stężeń następujących związków SF_6 , SOF_4 , SOF_2 , SO_2F_2 , SO_2 , CF_4 , COS , CO_2 , WF_6 , O_2 , N_2 , H_2O , CCl_2F_2 , oraz H_2 . Taka analiza dostarcza informacji niezbędnych do oceny stanu gazu, a także, dzięki znajomości reakcji oraz warunków reakcji, dostarcza podstaw do oceny stanu urządzeń wypełnionych SF_6 .

Analiza wielu tysięcy próbek doprowadziła do pomyślnego opracowania programów konserwacji opartych na rzeczywistym stanie urządzenia dla wyłączników wypełnionych SF_6 , stacji elektroenergetycznych izolowanych gazem oraz innych urządzeń wypełnionych SF_6 .

Pobieranie próbek

Uzyskanie reprezentatywnej próbki jest kluczowym czynnikiem, zapewniającym, że badania analityczne dadzą mierzalne wyniki. W przypadku analizy próbek SF₆ do krytycznych problemów należy zanieczyszczenie próbki powietrzem czy wilgocią lub też reakcje próbek z urządzeniem stosowanym do ich pobierania. W celu rozwiązania tych problemów opracowano specjalne procedury oraz sprzęt do pobierania próbek. Pojemniki zostały wykonane ze stali nierdzewnej ze względu na jej obojętność chemiczną na produkty rozkładu SF₆ (rys. 7). Przed wysłaniem tych pojemników do próbkowania są one dokładnie suszone i opróżniane. Specjalny osprzęt jest stosowany dla każdego typu urządzeń.



Rys. 7. Moduł pobierania próbek gazowych (GSCU)

Praktyczne przypadki zastosowania analizy SF₆

Przypadek 1

Wyłącznik 161 kV

| Związek | Biegun 1 | Biegun 2 | Biegun 3 |
|--|-------------|----------|-------------|
| SF ₆ sześćsiopluorek siarki | 998191 | 995848 | 996190 |
| N ₂ azot | 964 | 649 | 2917 |
| O ₂ tlen | 341 | 136 | 638 |
| CF ₄ czterofluorek węgla | 504 | 3365 | 255 |
| SOF ₂ fluorek tionylu | nie wykryto | 1 | nie wykryto |
| CO ₂ dwutlenek węgla | nie wykryto | 1 | nie wykryto |

Wyłącznik w Przypadku 1 jest wyłącznikiem jednocieśnionym o parametrach 161 kV, 2000 A, wypełnionym SF₆, bez uziemienia obudowy z mechanizmem sprężynowym. Wyłącznik działa dwa do trzech razy dziennie w celu podłączenia baterii kondensatorów o mocy 168 Mvar. W dniu 20 września 1997 r. dyspozytor obsługiwał ten wyłącznik zdalnie. Biegun 2 nie zadziałał, co spowodowało uruchomienie zabezpieczenia nadprądowego oraz awaryjnego przekaźnika wyłącznika. Zadziałanie tych przekaźników odizolowało sekcję magistrali odpowiedzialną za zasilanie wyłącznika. Po przerwie dyspozytorowi udało się zdalnie zasilic wspomnianą sekcję magistrali. Awaria ta nie spowodowała pęknięcia przerywacza.

Wyłącznik został poddany oględzinom pod kątem uszkodzeń. Ciśnienia wszystkich gazów były w normie. Zespół sprężynowy został naładowany ponownie po ostatnim działaniu zamy-

kającym. Wszystkie testy: izolacji, synchronizacji, działania oraz rezystancji zestyku zostały przeprowadzone pomyślnie. Nic nie wskazywało na problemy z działaniem wyłącznika.

Próbki gazowe zostały pobrane ze wszystkich trzech biegunów. Wysokie stężenie CF₄ na biegunie 2 wskazywało na erozję Teflonu®. Zdecydowano się opróżnić wyłącznik z gazu i dokonać oględzin przerywacza. Zaobserwowano wyładowanie łukowe na biegunie 2 pomiędzy ostonami ruchomymi i stałymi stykami. Wyładowanie łukowe nie ograniczało się do obszaru zestyku opalnego. Wymieniono przerywacz bieguna 2.

Przypadek 2

Stacja elektroenergetyczna izolowana gazem

| Urządzenie | SF ₆ | N ₂ | CF ₄ | CO ₂ | SOF ₄ | H ₂ |
|-----------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|----------------|
| Segment magistrali 26 | 825686 | 173657 | 184 | 255 | 8 | 210 |
| Segment magistrali 31 | 820579 | 178674 | 329 | 254 | 17 | 146 |

Stacja elektroenergetyczna, przedstawiona jako Przypadek 2, została zbudowana w połączeniu z elektrociepłownią w zakładzie rafinacji ropy i przetwórstwa chemicznego. Rafineria opracowała własny system próbkowania i testowania. Dzięki wykorzystaniu własnego programu udało się im określić aktywne wyładowania niezupełne pochodzące z luki w barierze gazowej w segmencie magistrali. W 1997 r. zdecydowano się rozszerzyć prowadzony program i zlecono kompletną i bardziej szczegółową inspekcję systemu.

Próbki zostały pobrane ze wszystkich elementów wypełnionych gazem. Kilkanaście z nich zostało wybranych do dalszych badań. Segmenty magistrali 26 i 31 okazały się być interesujące z kilku różnych powodów. Przede wszystkim wystąpiły w nich nadzwyczajnie wysokie stężenia azotu. Postępowanie wyjaśniające wykazało, że elementy GIS były wypełnione suchym azotem na czas transportu. Stosunek zawartości azotu do sześciopluorku siarki odpowiadał sytuacji, w której nie usunięto azotu przed napełnieniem tych elementów SF₆.

Następnie, obecność SOF₄ wskazywała na występowanie wyładowań niezupełnych. Biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia nie było to raczej niespodziewane. Ostatecznie, obecność H₂ oraz CO₂ była zupełnie nieoczekiwana. Analiza dotycząca zastosowanych materiałów wykazała, że wokół żył przewodzących oraz w barierach gazowych wykorzystano laną żywicę epoksydową do izolacji. Czasami, w trakcie procesu odlewania, wewnątrz żywicy epoksydowej mogą powstawać niewielkie luki. Te niewielkie luki mogą stać się miejscami niewielkich wyładowań prowadzących do powstania wzorów wyładowań dendrytycznych (drzewiastych). Wraz z upływem czasu te wyładowania niezupełne prowadzą do awarii izolatora. Obecność H₂ oraz CO₂ potwierdza ten mechanizm.

Przypadek 3

Przekładnik napięciowy

| Urządzenie | SF ₆ | N ₂ | O ₂ | CF ₄ | CO ₂ | SOF ₄ | SO ₂ | H ₂ |
|------------------|-----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|----------------|
| Przekładnik Tx 1 | 990622 | 7646 | 1203 | 90 | 391 | 6 | 11 | 31 |
| Przekładnik Tx 2 | 994538 | 4025 | 860 | 76 | 406 | 5 | 16 | 74 |



Fig. 9.



Fig. 10.

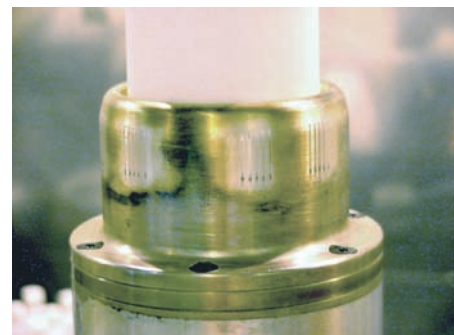


Fig. 11.

Podobnie jak segmenty magistrali, wspomniane przekładniki napięciowe zawierały gazy wskazujące na występowanie wylądowań niezupełnych oraz udział materiałów, z których mógł powstawać H_2 oraz CO_2 . Materiały zastosowane w konstrukcji tych urządzeń nie zostały jeszcze zidentyfikowane. Elementy GIS wybrane na potrzeby dalszych badań zostaną skontrolowane w trakcie kolejnych planowych prac konserwacyjnych.

Moduł przedstawiony w Przypadku 4 (rys. 8) został wyprodukowany w 1980 r. Moduł jest typu konstrukcji z obudową nieziemioną. Każdy biegun wyposażony jest w swój własny mechanizm działania i jest ustawiony na trzybiegunowe wyzwalanie i pracę zamkniętą. Wiadomo było, że na jednej fazie zaobserwowano nieszczelności. Analiza gazu z tej fazy wykazała, że powietrze było odpowiedzialne za około dwadzieścia procent ciśnienia całkowitego. Wilgoć oraz tlen reagowały przy każdym użyciu intensywnie przez pewien czas. Pogarszaniu się stanu gazu towarzyszyło znaczące pogorszenie się stanu Teflonu®. Inspekcja wykazała, że ta faza jest uszkodzona (rys. 9, 10). Pozostałe dwie fazy, w których nie było nieszczelności, a które działały przez ten sam czas, nie wykazały widocznych uszkodzeń (rys. 11).

Przypadek 4

Biegun 2 wyłącznika 245 kV z obudową nieziemioną

| Związek | | ppm |
|-----------|-----------------------|--------|
| SF_6 | sześciofluorek siarki | 670011 |
| N_2 | azot | 144898 |
| O_2 | tlen | 44409 |
| CF_4 | czterofluorek węgla | 8719 |
| CO_2 | dwutlenek węgla | 18174 |
| SO_2F_2 | fluorek siarki | 3445 |
| SO_2 | dwutlenek siarki | 109812 |
| COS | siarczek karbonylu | 533 |
| H_2O | woda | 180 |



Rys. 8.
Przypadek 4
Wyłącznik z obudową
nieziemioną

Wnioski

Podobnie jak w przypadku analizy gazu rozpuszczonego (DGA – Dissolved Gas Analysis) w próbkach oleju mineralnego dla urządzeń wypełnionych olejem, analiza próbek gazu SF_6 może dostarczyć szczegółowe informacje dotyczące zużycia oraz oznak uszkodzenia urządzeń wypełnionych gazem.

Starannie opracowany program badań pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa i niezawodności w optymalny sposób, przy jednoczesnym zmniejszeniu negatywnego wpływu SF_6 na środowisko.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Chu, Frank Y. and Morrison H.D., '*SF6 Decomposition*', Workshop on Investigation of S2F10 Production and Mitigation in Compressed SF6 - Insulated Power Systems, 1994.
- [2] Bolton, Samie M., '*History of an SF6 Circuit Breaker Failure*', Proceedings of TechCon 98.
- [3] Falkner, Rodney L. and House, George, '*Gas By-product Analysis as a Maintenance Tool for Sulfur Hexafluoride Insulated Switchgear*', IEEE 1994 Symposium on Electrical Insulation
- [4] Falkner, Rodney L., '*Fault Identification in Gas Insulated Substations*', Proceedings of TechCon 98.
- [5] Koch D., '*Cahier technique no. 188, SF6 properties, and use in MV and HV switchgear*', Schneider Electric, Collection Technique.
- [6] Winthrop Leeds, First-Hand: Westinghouse Pioneers Development of Sulfur Hexafluoride (SF6) Circuit Breakers.

O Autorze

David L. Hanson jest jednym z założycieli i wieloletnim prezesem sieci laboratoriów *TJ|H2b Analytical Services*. W latach 1996-1998 firma pod jego kierunkiem rozwinęła szereg programów diagnostycznych służących do oceny stanu urządzeń z izolacją ciekłą i gazową. David L. Hanson jest absolwentem Wydziału Chemii Kalifornijskiego Uniwersytetu Stanowego w Sacramento i autorem serii publikacji o tematyce badań cieczy i gazów elektroizolacyjnych.