

Kontynuujemy temat związany z działaniami na rzecz zmniejszania emisji gazów cieplarnianych. Oprócz gazów emitowanych do atmosfery w procesie produkcji energii elektrycznej i ciepła w energetyce negatywne oddziaływanie na środowisko może mieć także sześćciofluorek siarki, gaz mający istotne znaczenie jako medium izolacyjne w aparatach, urządzeniach i rozdzielniach elektrycznych. Z jednej strony stosowanie tego gazu w rozdzielniach 400, 220 i 110 kV ma zbawienny wpływ na środowisko ze względu na znaczne zmniejszenie obszaru zajmowanego przez stacje transformatorowo-rozdzielcze wysokich napięć, jako że oszczędności terenu sięgają dziesiątków tysięcy hektarów. Z drugiej strony jednak gaz ten zaliczony jest do gazów cieplarnianych i jego przedostawanie się do atmosfery oceniane jest jako szkodliwe i potęgujące efekt cieplarniany. Prezentowany wykład w sesji czwartej *Akademii Energetyki* zawiera odpowiedź na pytania związane z emisją sześćciofluorku siarki pochodzącego z aparatów i urządzeń elektrycznych.

Redakcja

Sesja 4

Emisja sześćciofluorku siarki pochodzącego
z urządzeń elektroenergetycznych na tle ogólnoświatowych działań
zapobiegających zmianom klimatycznym

Wykładowcy:

Helena Słowikowska, Jerzy Słowikowski
Centrum Promocji Przemysłu Elektrotechnicznego
Wanda Barc, PSE – Operator SA

Wykład szósty

Emisja sześćciufluorku siarki pochodzącego z urządzeń elektroenergetycznych

Przyczyny wielu kataklizmów występujących na powierzchni naszego globu dopatruje się w zjawisku ocieplania klimatu ziemskiego. Główną rolę w tym procesie przypisuje się wzrostowi koncentracji w atmosferze zanieczyszczeń (gazów i pyłów), posiadających zdolność absorbowania promieniowania podczerwonego.

Właściwości te wykazuje wiele gazów pochodzenia naturalnego, których koncentrację w atmosferze zwiększa emisja gazów pochodzenia przemysłowego, jak np. CO₂, ale również – szereg gazów syntetycznych (tj. nie występujących w przyrodzie), w tym związków fluoropochodnych, do których należy SF₆.

Emisja tych gazów zwiększa prawdopodobieństwo zakłócenia równowagi w wymianie energii cieplnej pobieranej przez Ziemię w postaci promieniowania słonecznego i oddawaną przez Ziemię w Kosmos. Ta ostatnia jest bowiem emitowana wyłącznie w postaci promieniowania w pasmie podczerwieni (IR), podczas gdy widmo promieniowania słonecznego obejmuje wszystkie długości fal od podczerwieni (IR) do ultrafioletu (UV).

Zakłócenie równowagi w wymianie energii prowadzi do podwyższenia średniej temperatury powierzchni Ziemi. Zjawisko to nazwano efektem cieplarnianym, a gazy przemysłowe – przyczyniające się do jego występowania – gazami cieplarnianymi.

Wszystkie związki chemiczne wchodzące w skład gazów cieplarnianych ulegają rozkładowi w następstwie procesów zachodzących w atmosferze. Rozkład ten prowadzi do tworzenia substancji prostych, wykazujących pomijalnie małą zdolność absorpcji promieniowania IR. Czas, po upływie którego koncentracja określonego związku wyemitowanego do atmosfery ulega zmniejszeniu, w drodze normalnego procesu rozkładu, do około 37% wartości początkowej określony jest mianem „długości życia”.

Czas ten jest zróżnicowany; im większa długość życia danego związku, z tym większą jego kumulacją, spowodowaną emisją, należy się liczyć w atmosferze. Zatem, w miarę upływu czasu, skład gazów cieplarnianych w atmosferze, wskutek emisji gazów przemysłowych może ulec zmianie na korzyść udziału związków o dużej trwałości.

W prognozach dokonywanych przez geofizyków [1] relatywny wzrost zagrożenia wywołany emisją poszczególnych gazów cieplarnianych określony jest przez przypisywany każdemu z nich współczynnik nazwany „Globalnym Potencjałem Cieplarnianym” (Global Warming Potential – w skrócie GWP) inaczej nazywany również współczynnikiem ocieplenia. Współczynnik ten określa intensywność „pułapkowania” promieniowania IR odniesioną do jednostki objętości danego gazu, uwzględniając przy tym zarówno spodziewany względny udział tego gazu w ogólnej koncentracji gazów cieplarnianych jak i jego czas życia. Współczynnik ocieplenia jest wielkością względną, liczoną w stosunku do spodziewanej emisji i właściwości cieplarnianych CO₂. Wartość GWP, równa jedności dla CO₂, dla innych gazów jest zatem zależna od branej pod uwagę perspektywy czasu. Ogólnie przyjętą perspektywą czasu jest obecnie 100 lat.

Śród gazów syntetycznych, szczególnie dużą zdolność do absorpcji promieniowania IR i szczególnie długi okres życia wykazuje sześćciufluorek siarki (SF₆).

Z drugiej strony, cechą SF₆ jest unikalna symbioza niezwykle korzystnych właściwości chemicznych, fizycznych i dielektrycznych. Właściwości te sprawiły, że począwszy od lat sześćdziesiątych, gaz ten znalazł szerokie zastosowanie w elektrotechnice jako medium gaszące łuk i medium izolacyjne, a także w innych dziedzinach, m.in. jako medium redukcyjne w niektórych procesach metalurgicznych i jako izolacja akustyczna w oknach oraz gaz do napełniania opon samochodowych.

Bezpośrednie przyczyny zaliczenia SF₆ do gazów cieplarnianych

Na podstawie wyników obserwacji, przedstawionych przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPPC)¹⁾ Konferencja Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (tzw. Konwencji Klimatycznej), która odbyła się

¹⁾ IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

w 1997 r. w Kioto (Japonia) włączyła SF₆ do tzw. „koszyka gazów cieplarnianych”, przyjmując protokół do Konwencji, nazywany Protokołem z Kioto. Nie stwierdzono przy tym udziału SF₆ w tworzeniu tzw. dziury ozonowej.

Właściwości związków zaliczonych do gazów cieplarnianych (długość życia i współczynnik ocieplenia liczony w perspektywie 100 lat) podano w tabeli 1 [2].

Tabela 1
Współczynniki globalnego ocieplenia gazów cieplarnianych objętych Protokołem z Kioto [2]

Substancja	Wzór chemiczny	Czas życia, lata	Współczynnik ocieplenia (GWP) horyzont czasowy - 100 lat
Dwutlenek węgla	CO ₂	50-200	1
Metan	CH ₄	15,5	24,5
Podtlenek azotu	N ₂ O	120	320
Sześćfluorek siarki	SF ₆	3200	23900
Wodorofluoro-węglowodory	HFCs	1,5-250	140-12100
Perfluoro-węglowodory	PFCs	50-1700	6300-12500

W rozpatrywanej perspektywie (100 lat), sześćfluorek siarki SF₆ wypadł szczególnie niekorzystnie (patrz tabl. 1). Zdecydowały o tym następujące czynniki:

- szczególnie duża szybkość wzrostu koncentracji SF₆ w obszarze troposfery²⁾, stwierdzona w drodze pomiarów geofizycznych wykonanych w okresie od 1970 do 1994 r.,
- szczególnie duża zdolność absorpcji promieniowania IR oraz szczególnie długi okres życia tego związku w troposferze,
- duży roczny ubytek gazu z pracujących urządzeń elektroenergetycznych,
- wnioski sporządzonej w 1996 r. prognozy dalszego wzrostu zapotrzebowania na SF₆ w różnych dziedzinach zastosowań, w tym w szczególności w urządzeniach elektroenergetycznych.

Pomiary prowadzone przez czołowe ośrodki badawcze, przy dominującym udziale instytutów amerykańskich, wykazały, że koncentracja SF₆ w troposferze, w okresie od 1970 do 1994 r., wzrosła z ilości niemierzalnych do ok. 3,2 ppt (tj.10⁻¹²) [3].

Jak wynika z tabeli 2 szybkość wzrostu koncentracji SF₆ jaką zarejestrowano w 1995 r. okazała się niemal 20-krotnie większa od szybkości wzrostu koncentracji CO₂ (8,7%/rok względem 0,5%/rok). Ten fakt właśnie i „długość życia” SF₆ zadecydowały o przypisaniu temu związkowi tak wysokiego współczynnika ocieplenia (GWP) (tab. 1).

²⁾ Troposfera – obszar atmosfery na wysokości 12-18 km w którym absorpcja promieniowania podczerwonego przez pyły i gazy cieplarniane jest szczególnie intensywna

Tabela 2
Koncentracja i szybkość wzrostu koncentracji poszczególnych gazów cieplarnianych określone – w 1990 r. [4]

Badany związek	Koncentracja, ppb	Szybkość wzrostu, %/rok	Względny udział, %
CO ₂	353 x 10 ³	0,5	60
CH ₄	1,7 x 10 ³	1	15
N ₂ O	310	0,2	5
CFC	0,28-0,48	4	4-8
SF ₆	0,002	8,7	poniżej 10 ⁻²

Prognoza, jakiej dokonano w 1990 r. biorąc pod uwagę dane zawarte w tabelach 1 i 2, wykazała, iż spodziewana koncentracja SF₆ w 2100 r. doprowadziłaby do wzrostu średniorocznej temperatury Ziemi o 0,02°C, podczas gdy przyrost wywołany obecnością CO₂ wyniósłby 0,8°C.

Ogólny wzrost do 2100 r. średniej rocznej temperatury Ziemi wywołany emisją gazów cieplarnianych, przy braku ograniczeń, oszacowano wówczas na 2-5°C [5]. Wzrost ten uznano za groźny w skutkach dla klimatu ziemskiego.

Konwencja Klimatyczna ONZ postawiła sobie za cel stabilizację koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie, który uchroni ziemię przed niebezpieczeństwem wpływu działalności człowieka na zmiany klimatu ziemskiego.

Sygnatariuszy protokołu z Konferencji w Kioto, w tym wszystkich krajów Unii Europejskiej (UE), w latach 2008-2012, obowiązuje zmniejszenie emisji łącznej ilości związków zaliczonych do „koszyka gazów cieplarnianych” o 5,2% poniżej poziomu występującego w 1990 r. Polska znalazła się w grupie krajów, dla których za bazowy przyjęto rok 1988.

Zablokowanie zmian klimatycznych uznano za problem kluczowy w UE. Wśród podjętych działań jest ustanowienie „Szóstego Programu Ochrony Środowiska” na lata 2002-2012, którego celem jest osiągnięcie w latach 2008-2012 redukcji całkowitej emisji gazów cieplarnianych o 8% w stosunku do poziomu z 1990 r., tj. ograniczenie emisji o 336 Gg equ CO₂.

Emisja gazów fluoropochodnych w krajach UE i środki zapobiegawcze przewidziane do wprowadzenia w ramach VI Programu działań na rzecz Ochrony Środowiska

Nazwy związków wymienionych w rubrykach 5, 6 tabeli 1 dotyczą dwóch grup gazów fluoropochodnych stosowanych głównie w urządzeniach klimatyzacyjnych, chłodniczych (HFCs), przeciwpożarowych (PFCs – środki gaśnicze), a także w przemyśle chemicznym jako środki: czyszczące, pieniające i aerozoleowe (HFCs) oraz przy produkcji obuwia (HFCs, PFCs).

Łącznie w 1995 r. w krajach należących do Unii Europejskiej (UE) emisja gazów fluoropochodnych, w przeliczeniu na ilości CO₂ (equ. CO₂)³⁾ wyniosła 65,2 Gg equ. CO₂, w tym 5 Gg (equ. CO₂) sześciofluorku siarki SF₆ pochodzącego z urządzeń elektroenergetycznych [2].

W stosunku do łącznej emisji gazów fluoropochodnych w 1995 r. (w krajach UE), emisja SF₆ z urządzeń elektroenergetycznych wyniosła zatem 7,7%, zaś w stosunku do wszystkich gazów cieplarnianych wyemitowanych w tym czasie w krajach UE – 0,15% equ. CO₂ [2].

Powołana przez Komisję Europejską grupa robocza⁴⁾ stwierdziła, że w przypadku braku ograniczeń w rozwoju zastosowań gazów fluoropochodnych, emisja tych związków w 2010 r. wzrosłaby do 98 Gg equ. CO₂, tj. o 50% w stosunku do emisji w 1995 r.⁵⁾ co w tym czasie stanowiłoby ok. 4% ogółu emitowanych gazów cieplarnianych.

Powodem tak dużego wzrostu byłyby przede wszystkim wzrost zastosowania związków HFCs, i w mniejszym stopniu – PFCs (vide tab. 1).

Znamienne jest, że w ustaleniu wymienionej prognozy wzięto pod uwagę postęp, jaki nastąpił po 1995 r. i nadal następuje w dziedzinie urządzeń z SF₆; w cytowanej prognozie przewidziano bowiem zmniejszenie emisji SF₆ z urządzeń elektroenergetycznych o 6% w stosunku do 1995 r. mimo utrzymującego się popytu na te urządzenia.

Jeśli się weźmie pod uwagę, że przy swobodnym rozwoju użytkowania gazów fluoropochodnych wymienionych w tabeli 1, suma emisji tych gazów (przeliczona na CO₂) mogłaby, w 2010 r. stanowić 4% ogólnej ilości emitowanych gazów cieplarnianych [2], to niedopuszczenie do takiej sytuacji staje się koniecznością. Takim właśnie zadaniem, a ściślej mówiąc – opracowaniem programu działania i po zatwierdzeniu przez Komisję Europejską oraz Parlament UE – egzekwowaniem realizacji tego programu, obarczona została Grupa Robocza (WG) d/s Gazów Fluoropochodnych.

W 2001 r. Komisja Europejska przygotowała projekt rozporządzenia w sprawie gazów fluoropochodnych [12]. Projekt ten wymaga jeszcze przyjęcia przez Parlament Europejski i Radę Ministrów UE.

Podkreślić ponadto należy, że Unia Europejska, przy wprowadzaniu i wdrażaniu restrykcji dotyczących stosowania wymienionych gazów, bierze pod uwagę zasadę nienaruszania regionalnej równowagi rynkowej dotyczącej podaży i popytu na dane urządzenia w określonym regionie.

W programie sporządzonym przez wymienioną Grupę Roboczą przewidziano kilka zasadniczych działań restrykcyjnych, jak np.:

³⁾ Suma iloczynów ilości (Gg) każdego rodzaju wyemitowanego gazu i przypisanego mu współczynnika ocieplenia (GWP)

⁴⁾ Fluorinated Gases Working Group

⁵⁾ Prognoza ta nie obejmuje krajów przyjętych do UE w 2004 r.

- stopniowe wycofywanie gazów fluoropochodnych o GWP ≥ 150 z aplikacji w urządzeniach klimatycznych,
- całkowite zaprzestanie stosowania gazów fluoropochodnych w urządzeniach przeciwpożarowych, produkcji okien, obuwia i aerozoli oraz do napełniania opon.

Podkreślić przy tym należy, że szczególnie ostre restrykcje przewidziano jeśli chodzi o stosowanie SF₆. Program nie przewiduje restrykcji w produkcji i eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, a także produkcji materiałów półprzewodnikowych i procesów odlewania magnezu.

Poza restrykcjami, program Grupy Roboczej ds. Gazów Fluoropochodnych przewiduje wprowadzenie odpowiednich procedur kontrolnych dotyczących emisji stosowanych gazów na wszystkich etapach ich „życia”, a więc począwszy od procesów ich wytwarzania poprzez transport, użytkowanie aż do utylizacji włącznie.

Wyniki doświadczeń eksploatacyjnych ze stosowania SF₆ w urządzeniach elektroenergetycznych

Od 1991 r., w ramach działalności CIGRE, podjęto systematyczne gromadzenie danych dotyczących eksploatacji rozdzielnic z izolacją gazową SF₆ (GIS⁶⁾) o napięciu znamionowym U_n ≥ 72 kV.

Jako jednostkę statystyczną, do której odnoszone są wyniki analizy przyjęto przedział wyłącznikowy rozdzielnic (circuit breaker bay – CBB).

W 1998 r. opublikowany został pierwszy raport Grupy Roboczej CIGRE powołanej w celu dokonania krytycznej oceny procedury prób odbiorczych rozdzielnic z SF₆ [6]. Ocena ta została dokonana na podstawie analizy uszkodzalności rozdzielnic zainstalowanych między 1967 a 1992 r. Uszkodzalność „U”, przeliczona na 100 przedziałów rozdzielnic na rok, określona dla poziomów napięć znamionowych 125–550 kV, wypadła równa U = 0,9.

Wartość ta przekroczyła ok. 9-krotnie rekomendowany przez CIGRE poziom U = 0,1,

Ten stan rzeczy przypisano przede wszystkim zbyt łagodnym warunkom i kryteriom prób odbiorczych rozdzielnic na miejscu ich zainstalowania (on site). Nie wykluczono jednak, że przyczyną awarii może być sukcesywne zmniejszanie się wytrzymałości elektrycznej w następstwie występujących i powtarzających się w czasie eksploatacji przepięć o dużej i bardzo dużej stromości czoła.

Stwierdzono ponadto, że ok. 15% uszkodzeń wystąpiło w rozdzielnicach, w których podczas prób odbiorczych „on site” stwierdzono wysoki poziom wyładowań niezupełnych WNZ, zaś 40% uszkodzeń – w których w czasie eksploatacji nastąpił wzrost

⁶⁾ GIS – Gas Insulated Substation

WNZ z niskiego poziomu stwierdzonego w czasie prób „on site” do poziomu, który zainicjował przeskok.

W konkluzji raportu stwierdzono, że z praktycznego punktu widzenia najlepszym rozwiązaniem, jeśli chodzi o procedurę prób odbiorczych „on site”, jest stosowanie prób przy napięciu przemiennym, wykonywanym łącznie z pomiarami WNZ.

W pierwszym raporcie, zawierającym syntetyczną ocenę wyników doświadczeń z ok. 25-letniej eksploatacji [6], skupiono się przede wszystkim na zagadnieniach niezawodności, dyspozycyjności i kosztów utrzymania w ruchu GIS.

Przy zastosowaniu rachunku ciągłego, obejmującego cały okres „życia urządzenia”, wykazano wiele zalet GIS w porównaniu z podstacjami z izolacją powietrzną (AIS⁷⁾) instalowanymi zwłaszcza na terenach zurbanizowanych lub górskich, a także w obszarach o dużym zabrudzeniu. Nie rozpatrywano natomiast zagrożeń ekologicznych, jakie może wnosić emisja SF₆ jako gazu cieplarnianego. Poddano natomiast analizie przyczyny awarii GIS, którymi w przeważającej liczbie (69%) okazały się błędy popełniane przy projektowaniu oraz przy montażu fabrycznym i na miejscu zainstalowania. Średni czas napraw poawaryjnych (przy zatrudnieniu trzech osób) wyniósł 75 h.

Dzięki wysokiej dyspozycyjności⁸⁾ GIS, która wśród wszystkich ankietowanych okazała się nie mniejsza niż 99%, 44% użytkowników nie magazynuje części zamiennych.

Stwierdzono ponadto, że w rozpatrywanym okresie nie wystąpiły objawy starzenia GIS, tzn. nie wystąpił wzrost awaryjności w miarę upływu czasu eksploatacji; wprost przeciwnie – z upływem czasu eksploatacji badanych populacji zaobserwowano spadek awaryjności⁹⁾.

Wyniki drugiego przeglądu doświadczeń eksploatacyjnych GIS opublikowano, w skróconej wersji, w 1998 r. [7] i w pełnej wersji – w 2000 r. [8]. Przegląd ten dotyczył wyłącznie użytkowników GIS i skupił się głównie na awaryjności rozdzielnic i na długości ich życia (badana populacja liczyła 13 696 CBB (2115 GIS)).

Publikacja z 2000 r. zawiera również rozważania na temat kryterium końca życia. Kryterium to, jak stwierdzono, w znacznej mierze powinno brać pod uwagę poziom szybkości ubytku gazu.

Wstępna analiza wyników przeglądu wykazała istotny postęp w konstrukcji rozdzielnic, którego rezultatem jest zmniejszenie awaryjności jednostek

⁷⁾ AIS – Air Insulated Substation

⁸⁾ Dyspozycyjność „A” (ang. availability) – prawdopodobieństwo, że w każdej chwili urządzenie pozostaje w ruchu albo, w razie konieczności, jest gotowe do wymiany

⁹⁾ Wzrost awaryjności z upływem czasu eksploatacji, stwierdzony w przypadku populacji pochodzącej od jednego producenta, był spowodowany błędnym zaprojektowaniem rozdzielnic, szyny zbiorcze (39%), rozłączniki (25%), wyłączniki (16%).

instalowanych po 1995 r. w porównaniu do starszych generacjami. Podkreślić przy tym należy, że lata po 1995 r. cechuje znaczne zwiększenie popytu na urządzenia z SF₆, co stało się powodem, że w badanej w 1996r populacji przeważały (w 65%) jednostki zainstalowane po 1985 r. Ze względu na tę jakościową zmianę, wnioski wyciągane z doświadczeń eksploatacyjnych starszych generacji urządzeń stały się znacznie mniej miarodajne.

Przykładowo awaryjność jednostek:

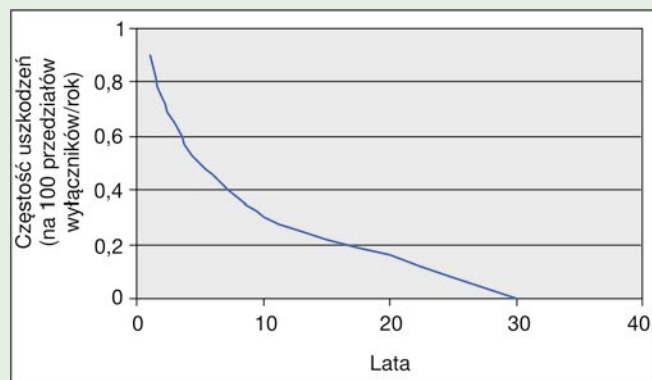
- na napięcia $100 \leq U_n < 200$ kV instalowanych po 1985 r. wyniosła 0,04 na 100 przedziałów wyłącznikowych/rok, zaś instalowanych przed 1985 r. – 0,17,
 - na napięcia $300 \leq U_n < 500$ kV – odpowiednio: 0,85 i 3,52 na 100 przedziałów wyłącznikowych/rok.
- W jednym i drugim przypadku nastąpił około 4-krotny spadek awaryjności. Na uwagę zasługuje fakt, że w całej badanej populacji:
- 88% jednostek nie wykazało żadnej awarii w całym dotychczasowym okresie eksploatacji,
 - 7% wykazało po 1 awarii,
 - 4% – od 2 do 5 awarii,
 - 1% – powyżej 5 awarii.

Drugi przegląd GIS potwierdził, że w okresie ok. 30 lat eksploatacji nie wystąpiły objawy świadczące o wpływie zjawisk starzeniowych na wzrost awaryjności (patrz rys. 1.). Na kilkadziesiąt przebadanych populacji tylko w jednej stwierdzono wzrost awaryjności po ok. 13 latach eksploatacji, co przypisano błędom popełnionym w konstrukcji i technologii tej generacji rozdzielnic.

Biorąc pod uwagę pozostałe populacje GIS, stwierdzono różnice w częstości awarii poszczególnych komponentów w rozdzielnicach wewnętrznych i napowietrznych. Przyczyny tej różnicy nie udało się ustalić.

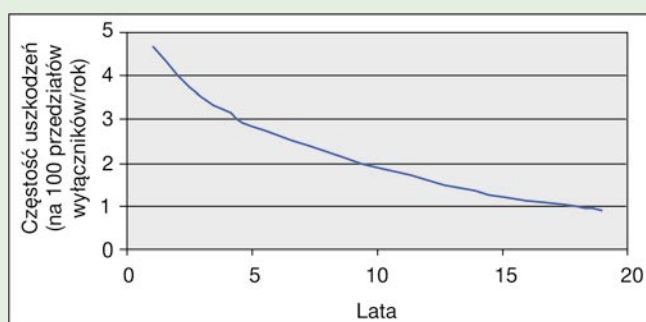
W rozdzielnicach wewnętrznych najczęściej uszkadzającymi się komponentami były:

- wyłączniki (38%),
- szyny zbiorcze (20%),
- rozłączniki (17%).



Rys. 1. Częstość uszkodzeń rozdzielnic o napięciu znamionowym $U_n = 100-200$ kV w funkcji czasu eksploatacji

Przyczyny uszkodzeń i ich procentowy udział w awariach	Rozdzielnice wewnętrzne			Rozdzielnice napowietrzne		
	wyłączniki	szyny zbiorcze	roziłączniki	szyny zbiorcze	roziłączniki	wyłączniki
Błędy produkcyjne	29	35	28	35	–	29
Błędy projektowe	18	14	26	–	15	18
Niewłaściwe warunki transportu i błędy przy instalowaniu	–	19	–	14	–	–
Zużycie	20	–	–	–	–	–
Wewnętrzne zabrudzenia	–	6 – 7	6	19	11	12
Korozja	–	–	–	–	11	–
Niewłaściwy instruktaż	4	–	–	16	19	12
Błędy w obsłudze	4	6 – 7	7	–	22	18
Narażenia przekraczające przystosowanie urządzenia (w/g specyfikacji) do zadanych warunków pracy	–	–	6	–	–	–



Rys. 2. Częstotliwość uszkodzeń rozdzielnicy o napięciu znamionowym U_n - 300–500 kV w funkcji czasu eksploatacji

W rozdzielnicach napowietrznych:

$$A = \left[1 - \frac{\text{czas przestoju (planowany i nieplanowany)}}{\text{całkowity czas eksploatacji}} \right] \times 100 [\%].$$

Przyczyny uszkodzeń i ich procentowy udział w awariach podano w tabeli 3.

Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono wypośredkowane przebiegi charakterystyk częstości awarii w funkcji czasu eksploatacji dwóch populacji GIS, a mianowicie na napięcia znamionowe: $100 \leq U_n < 200$ kV i $300 \leq U_n < 500$ kV [8]. Obydwa wykresy wykazują, charakterystyczny dla tzw. krzywej wannowej¹⁰⁾, początkowy spadek awaryjności do wartości prak-

¹⁰⁾ „Krzywa wannowa” zależności prawdopodobieństwo/częstotliwość uszkodzeń występujących w populacji od czasu jej eksploatacji. Charakterystyka ta przybiera postać przekroju wanny. Jej pierwszy, malejący odcinek, zwany potocznie okresem chorób dziecięcych (lub ząbkowaniem – teething) odpowiada naturalnej eliminacji jednostek obciążonych błędami wykonawczymi. Drugi odcinek – praktycznie płaski – uzależniony jest od występowania przypadkowych narażeń występujących w czasie eksploatacji, trzeci odcinek – wzrastający – świadczy o wpływie procesów starzeniowych zachodzących w rozpatrywanej populacji; w przyp. GIS, wzrostu częstości uszkodzeń – jak dotąd – nie stwierdzono.

tycznie ustalonej. Potwierdza on, omówiony poprzednio, znaczący wpływ błędów produkcyjnych i montażowych na zachowanie się rozdzielnic w początkowym okresie ich eksploatacji.

Z tego względu, tak dużą wagę należy zwracać na metodykę oraz wyniki prób fabrycznych i odbiorczych GIS, na miejscu zainstalowania.

Brak jakichkolwiek oznak wzrostu awaryjności w okresie 29 lat eksploatacji potwierdza pogląd wyrażony przez ok. 65% ankietowanych użytkowników, że czas życia nowych generacji GIS pod względem niezawodności ich pracy można szacować na co najmniej 50 lat. W takim przypadku, w ustalaniu kryterium końca życia rozdzielnic, jak już wspomniano, szczególnego znaczenia nabierają względy ekologiczne związane z emisją SF_6 do atmosfery. Powodami tej emisji w warunkach eksploatacji są: nieszczelność urządzeń, ich awarie i naprawy, zabiegi konserwacyjne wymagające otwarcia przedziału rozdzielnic oraz prewencyjne przeglądy wewnętrzne i kontrole stanu gazu.

Emisję określa ilość masy gazu wprowadzona do wnętrza rozdzielnic w celu skompensowania powstałego ubytku, niezależnie od przyczyny, która ten ubytek spowodowała.

Nieszczelność rozdzielnic jest zatem tylko jednym z czynników branych pod uwagę w rozważaniach na temat przyczynku SF_6 stosowanego w urządzeniach elektroenergetycznych, do tworzenia efektu cieplarnianego.

Analiza statystyczna danych zebranych podczas drugiego przeglądu doświadczeń eksploatacyjnych GIS wykazała, że średnia wartość ubytku SF_6 w GIS, na skutek ich nieszczelności, wyniosła rocznie 0,66%. W statystyce tej pominięto skrajne wartości minimalne i maksymalne w populacji objętej wyliczeniem średniej, tylko 11% GIS wykazało wartości

nieszczelności przekraczające 1%, zaś 50% – niższe od 0,5%.

Ten ostatni wynik wskazuje na możliwość obniżenia progu standardowych wymagań dotyczących nieszczelności do wartości nie przekraczającej 0,5% rocznie, i to tym bardziej, że w rozpatrywanym okresie stwierdzono sukcesywnie postępującą poprawę jakości rozdzielnic, czego dowodem jest cytowany spadek awaryjności oraz zaobserwowany, po trzy-nastu latach eksploatacji w młodszych generacjach, znacznie mniejszy wzrost rozrzutu ubytku gazu w porównaniu ze starszymi generacjami. W związku z tym przy sporządzaniu bilansu ubytku gazu w całym okresie 50 lat eksploatacji autorzy raportu CIGRE [8] przyjęli następujący wariant:

- 10-krotną kontrolę składu gazu, w tym pomiar zawartości wody; ubytek gazu podczas każdej z tego rodzaju kontroli oszacowano na 0,5%, tj. łącznie – 5%,
- 1 planowaną i statystycznie biorąc – 1,5 nieplanowanej rewizji wewnętrznej. Przy każdej z tych rewizji mimo zastosowania recyklingu należy się liczyć z 10-procentowym ubytkiem gazu, tj. łącznie 25%,
- ubytek roczny na skutek nieszczelności – 0,5% x 50 lat = 25%.

Razem, ubytek gazu w ciągu 50 lat eksploatacji – 55%, tj. średnio rocznie 1,1%.

Dochodzi do tego jeszcze utrata 10% przy odpompowaniu gazu z jednostki przekazywanej na złom.

Przy tak wyliczonych ubytkach, odniesionych do 50 lat eksploatacji, należy zatem liczyć się przeciętnie z emisją 65% ilości SF₆ użytego do napełniania rozdzielnic w stanie początkowym, co licząc na jeden rok eksploatacji – wypada 1,3%.

Należy jednak zwrócić uwagę, że autorzy tych obliczeń oparli się na danych pochodzących z lat 1968–1997, tj. okresu, w którym zagrożenie ekologiczne w następstwie emisji SF₆ do atmosfery nie nabrało jeszcze takiego znaczenia, a recykling tego gazu był stosowany przede wszystkim ze względów ekonomicznych a nie nakazów ekologicznych.

To ostatnie zmusza do redukcji emisji gazu towarzyszącej wszelkiego rodzaju działaniom związanym z zabiegami konserwacyjnymi, a także – kontrolą stanu gazu oraz z ewentualnymi naprawami czy też prewencyjnymi przeglądami wewnętrznymi.

Cytowane wnioski z „Drugiego Przeglądu Doświadczeń Eksploatacyjnych GIS” [8] stoją pozornie w sprzeczności z danymi dotyczącymi emisji SF₆ występującej w różnych częściach świata w 1995 r. Dane te przytoczono w tabeli 4.

Obliczenia rocznych emisji SF₆, których wyniki podano w tabeli 4 dokonano na podstawie bilansów ujmujących z jednej strony użytą ilość gazu na danym terenie do różnych zastosowań, w tym w urządzeniach elektroenergetycznych, pochodzącej z zakupów dokonanych w 1995 r. lub pobranej z zapasów magazynowych, a z drugiej strony – ilości gazu zawartej w nowo zainstalowanych urządzeniach elektroenergetycznych oraz ilości zużytej na uzupełnienia gazu w urządzeniach zainstalowanych w poprzednich latach.

W drugim Raporcie CIGRE [8] przy obliczeniach emisji SF₆ wzięto pod uwagę ubytki gazu występujące wyłącznie w okresie eksploatacji rozdzielnic, tj. od momentu włączenia jej do ruchu do chwili przekazania na złom. Pominięto natomiast emisję gazu towarzyszącą jego syntezie oraz produkcji i instalowaniu urządzeń.

Tabela 4
Występujący na poszczególnych kontynentach w 1995 r. udział emisji SF₆ do atmosfery liczony w stosunku do całkowitej ilości gazu znajdującego się w zainstalowanych urządzeniach elektroenergetycznych [2]

Kontynent	Całkowita emisja SF ₆ , Mg/rok	SF ₆ zawarty w GIS, Mg	SF ₆ emitowany z GIS		
			Mg/rok	Procent ilości zawartej w GIS	Udział emisji z GIS w stosunku do emisji ogółem
Ameryka Północna.	2400	3000	800	27	33
Japonia	1000	6200	660	10,6	60
Europa (bez Rosji)	1200	4500	300	6,7	25
Afryka Północna	200	3500	100	2,8	50
Azja (ograniczona do Wietnamu Płd., Korei i Chin)	900	6000	350	5,8	39
Ameryka Płd., Afryka Płd., Australia	300	2400	50	2,1	17
Sumarycznie	5800	22100	2160	9,8	36

Uwaga: kontynenty/kraje wymieniono w kolejności od największej do najmniejszej procentowej emisji SF₆ z GIS.

Porównując między sobą poszczególne pozycje tabeli 4, odnoszące się do różnych kontynentów/krajów, trudno jest ustalić przyczyny występujących między nimi różnic. W szczególności dotyczy to rubryki, w której podano emisję z GIS liczoną w procentach masy gazu zawartego w rozdzielnicach. W tym przypadku bowiem różnice te mogą być spowodowane:

- produkcją lub brakiem produkcji SF₆ na danym terenie,
- produkcją lub brakiem produkcji urządzeń elektroenergetycznych,
- liczbą instalowanych urządzeń w 1995 r., w stosunku do liczby zainstalowanych w poprzednich latach; procedura instalowania – w tym prób odbiorczych – pociąga za sobą znaczące straty gazu,
- stosunkiem liczby urządzeń należących do „starych” generacji, charakteryzujących się większą nieszczelnością i większą awaryjnością, do liczby urządzeń „młodszych” generacji.

Małe wartości emisji gazu z GIS, występujące w Afryce Północnej i Południowej oraz Ameryce Południowej (2,1 – 2,8%) odnoszą się zapewne do „młodszych” generacji rozdzielnic. Na kontynentach tych ponadto nie było ani produkcji gazu, ani produkcji urządzeń z SF₆.

Z innych źródeł [9] natomiast wiadomo, że pozycja dotycząca Japonii ujmuje zarówno produkcję gazu jak i produkcję oraz instalowanie rozdzielnic oraz ubytki gazu z rozdzielnic eksploatowanych.

W 1995 r., ukazała się publikacja National Institute of Standards and Technology (USA) [4], w której poruszono aspekt ekologiczny dalszego wykorzystywania SF₆ w urządzeniach elektroenergetycznych. Temat ten był następnie przedmiotem dyskusji panelowej na konferencji Gaseous Dielectrics VII w 1998 r. [10].

Reakcją na groźbę wprowadzenia w skali międzynarodowej znacznych ograniczeń w stosowaniu

SF₆ było podjęcie wielowariantowych przedsięwzięć stawiających sobie za cel:

- redukcję emisji SF₆ na wszystkich etapach: wytwarzania, eksploatacji i złomowania urządzeń elektroenergetycznych,
- zastąpienie SF₆ innym gazem o mniejszym potencjale cieplarnianym GWP,
- ze względu na unikalne właściwości jako medium gaszącego łuk elektryczny, ograniczenie stosowania SF₆ tylko do wyłączników, konstruując rozdzielnice hybrydowe, których pozostałe komponenty znajdowałyby się w szczelnej osłonie zawierającej, w charakterze izolacji, inny gaz lub mieszaninę gazów; za szczególnie obiecującą pod tym względem uznano mieszaninę azotu z sześciofluorkiem siarki (N₂/SF₆).

Wysiłki producentów i użytkowników urządzeń do zredukowania emisji SF₆ datują się od 1995 r. Przewodzącym w tym względzie krajem stała się Japonia, na co zwrócono uwagę w raporcie CIGRE [11], w którym podkreślono również szczególnie małą awaryjność GIS zainstalowanych w tym kraju. Wyniki ograniczania emisji SF₆ w Japonii, w latach 1995–1999, przedstawiono w tabeli 5.

Przy omawianiu danych przedstawionych w tabeli 5 należy wziąć pod uwagę to, że Japonia jest zarówno producentem SF₆ jak i producentem urządzeń elektroenergetycznych z SF₆ oraz jednym z największych użytkowników tych urządzeń na świecie.

Planowe działania w tym kraju na rzecz ograniczenia emisji SF₆ zostały podjęte w 1995 r. z inicjatywy Komitetu Badawczego Japońskiego Stowarzyszenia o nazwie Electric Technology Research Association ETRA. Niewątpliwym sukcesem tych działań jest znaczne zmniejszenie procentowych strat w procesie syntezy gazu, a także przy produkcji i instalowaniu urządzeń oraz wywołanych emisją z urządzeń znajdujących się w eksploatacji.

Produkcja i straty SF₆ u producentów gazu, producentów urządzeń oraz w energetyce w Japonii

Tabela 5

Lata			1995	1996	1997	1998	1999
Produkcja urządzeń; zużycie gazu w danym roku [Mg]			2400	2400	2500	2400	1800
Szacowana ilość gazu w zainstalowanych urządzeniach [Mg]			6380	8200	10000	11600	13000
Ubytki gazu	u producenta gazu	wartość bezwzględna [Mg]	200	180	110	88	63
		% ilości gazu wyprodukowanego	8,3	7,5	4,4	3,7	3,5
	u producenta urządzeń	wartość bezwzględna [Mg]	400	420	360	320	180
		% ilości gazu zużytego do produkcji i instalowania urządzeń	18,7	19,5	15,6	14,2	10,6
	w energetyce	wartość bezwzględna [Mg]	58	71	75	54	33
		% ilości gazu obecnego w zainstalowanych urządzeniach w danym roku	0,9	-0,9	0,75	-0,5	-0,25
Straty roczne ogółem:		wartość bezwzględna [Mt]	658	671	545	462	276

Uwaga: tabelę opracowano na podstawie opublikowanych danych [9]

Porównując procentowe ubytki w latach 1995, 1999 można stwierdzić, że uległy one następującemu zmniejszeniu:

3,6-krotnemu – w urządzeniach eksploatowanych,
2,4-krotnemu – w produkcji gazu,
1,8-krotnemu – przy produkcji i instalowaniu urządzeń.

Ogółem ilość wyemitowanego gazu w 1999 r. była 2,4 razy mniejsza w porównaniu z 1995 r.

Największy ilościowy przyczynek do rocznej emisji, co jest warte podkreślenia, pochodził z produkcji i instalowania urządzeń. Pozycja ta, jak już poprzednio wspomniano, nie była uwzględniona w raporcie CIGRE [8] omawiającym doświadczenia eksploatacyjne i jak wynika z dotychczasowych japońskich doświadczeń, najtrudniejsza do zredukowania.

Odnosząc straty gazu występujące w 1999 r. (tabela 4), powiększone o poprzednio oszacowaną emisję towarzyszącą złomowaniu urządzenia do 50-letniego okresu eksploatacji GIS, sumaryczna emisja SF₆, liczona w procentach gazu znajdującego się w rozdzielniczy w jej stanie początkowym wyniesie:

$$3,5\% + 10,6\% + 0,25 \times 50\% = 10\% = 36,6\%,$$

co w przeliczeniu na 1 rok eksploatacji, wypada 0,73 %/rok.

Należy jednak mieć na względzie, że uzyskana w Japonii w 1999 r. wyjątkowo mała emisja z eksploatowanych urządzeń może być wynikiem sprzyjających okoliczności, takich jak np. brak awarii, zaniechanie przeglądów wewnętrznych, zmniejszenie liczby kontroli gazu itp. A zatem, do ustalenia w tym względzie miarodajnej średniej rocznej wartości konieczne są co najmniej kilkuletnie obserwacje zachowania się badanej populacji GIS.

Porównując bezwzględną ilość straconego gazu w roku 1995 i 1998, tj. pomiędzy latami, w których występowała taka sama produkcja gazu, można stwierdzić, że czteroletnie działania planowe w Japonii doprowadziły do obniżenia emisji SF₆ o 30%, a w rok później, uwzględniając spadek produkcji gazu, o dalsze 20%.

Łącznie, w ciągu czterech lat ubiegłego wieku okazało się możliwe zmniejszenie strat gazu w Japonii o ok. 50%, mimo powiększającej się liczby eksploatowanych urządzeń.

Prognoza emisji SF₆ wywołanej stosowaniem urządzeń elektroenergetycznych z izolacją gazową

W 2001 r. został opublikowany raport CIGRE [11] zawierający prognozę emisji SF₆ w 2010 r. W raporcie tym wzięto pod uwagę stan aktualny oraz spodziewany popyt na urządzenia elektroenergetyczne z izolacją gazową, jak również zmniejszenie emisji SF₆ osiągnięte przez producentów i użytkowników

tych urządzeń oraz spodziewane rezultaty dalszych wysiłków w tym względzie.

Wychodząc z bilansu sprzedaży na rynku światowym i „zmagazynowania” gazu w sukcesywnie wzrastającej liczbie urządzeń, stwierdzono znaczny spadek rocznej emisji SF₆ począwszy od 1996 r. Obrazują to liczby przedstawione w tabeli 6.

Tabela 6
Osiągnięte w latach 1996–1999 zmniejszenie zużycia i emisji SF₆ w skali globalnej (w %)

Produkcja, zakupy, emisja SF ₆	Spadek w % w latach 1996–1999
Globalny spadek produkcji gazu	30
Globalny spadek emisji gazu	33
Spadek zakupów do produkcji nowych i do uzupełnienia ubytku w pracujących urządzeniach elektroenergetycznych	19
Spadek emisji związanej z produkcją i instalowaniem urządzeń elektroenergetycznych oraz uzupełnianiem gazu w urządzeniach znajdujących się w eksploatacji	18,5
Spadek emisji z eksploatowanych urządzeń elektroenergetycznych.	11,8

Uwaga: Osiągnięty spadek odnosi się do masy gazu wyemitowanego ze wszystkich urządzeń pracujących w 1996 r. i w 1999 r.

Spadek ten potwierdziły wyniki pomiarów koncentracji SF₆ w atmosferze.

Do przyczyn utrzymującej się spadkowej tendencji emisji zaliczono:

- sukcesywne ograniczenie stosowania SF₆ w innych dziedzinach poza elektrotechniką,
- zmniejszenie strat gazu przy produkcji i instalowaniu nowych urządzeń oraz naprawach i kontroli urządzeń eksploatowanych.

W dalszych rozważaniach wzięto pod uwagę zmniejszenie gabarytów nowych urządzeń, a w ślad za tym – zmniejszenie ilości stosowanego gazu; przewidziano, że ilość ta, globalnie licząc, spadnie z wartości 2000 t/rok w 1996 r. do 1500 t/rok w 2000 r. i do 1200 t/rok – w 2010 r.

Obserwując postęp w zmniejszeniu emisji uznano za realne osiągnięcie następującego poziomu jego ubytku:

- przy produkcji i instalowaniu urządzeń – nie przekraczający 16% masy zastosowanego SF₆,
- w warunkach eksploatacji – nie przekraczający średnio rocznie 2% masy gazu znajdującej się w urządzeniach.

Zakładając, że ilość gazu użyta do urządzeń instalowanych w skali światowej w 2010 r. wyniesie 1200 Mg, a we wszystkich urządzeniach znajdujących się w eksploatacji w tym samym roku wyniesie 45 000 Mg, roczna emisja SF₆ („e_r”) nie powinna przekroczyć, łącznie:

$$e_r = 0,16 \times 1200 \text{ t} + 0,02 \times 45000 \text{ t} \approx 1200 \text{ Mg/rok}$$

Rozpatrzono również wariant „idealny“, wymagający niewątpliwie odpowiednich nakładów pieniężnych związanych z poprawą jakości urządzeń, zmianami w trybie stosowania zabiegów konserwacyjnych i napraw (m.in. w drodze stosowania diagnostyki – przyp. aut). Wariant ten przewiduje osiągnięcie poziomu ubytku SF₆:

- przy produkcji i instalowaniu urządzeń – nie przekraczający 4% masy zastosowanego SF₆,
- w warunkach eksploatacji – nie przekraczający średnio rocznie 1% masy gazu znajdującego się w urządzeniach.

W tych warunkach roczna emisja SF₆ („e₁”) w 2010 r. nie powinna przekroczyć

$$e_1 = 0,04 \times 1200 \text{ t} + 0,01 \times 45000 \text{ t} \approx 50 \text{ t} + 450 \approx 500 \text{ Mg}$$

Osiągnięte zmniejszenie rocznej emisji, zdaniem autorów raportu, upoważnia do zmniejszenia współczynnika ocieplenia przypisywanego SF₆ z

$$(GWP)_{1990} = 2800 \text{ do } (GWP)_{2012} = 2500$$

Jakkolwiek SF₆ jest gazem cieplarnianym o szczególnie dużym współczynniku ocieplenia, to jednak w porównaniu z innymi gazami syntetycznymi jest on stosowany w znacznie mniejszych ilościach. Przykładowo, w 1999 r., emisja SF₆ przeliczona na równoważną ilość CO₂ (equ CO₂) wyniosła

$$2200 \text{ Gg} \times 22500 \approx 50 \times 10^6 \text{ Gg} / \text{rok equ. CO}_2$$

zaś pozostałych gazów cieplarnianych (wymienionych w tab. 1) – 4,3 x 10¹⁰ Mg /rok. Udział procentowy SF₆ wyniósł zatem –0,1% [11].

Przyjmując, że w 2012 r. emisja gazów ulegnie zmniejszeniu o 5,2%, tj. do wartości ca 48 x 10⁹ Mg /rok, zaś SF₆ – do wartości 27 x 10⁶ Mg/rok to udział procentowy SF₆ wyniesie 0,06%.

Stwierdzono ponadto, że głównym udziałowcem w całkowitej emisji SF₆ (65%) były dziedziny stosowania tego gazu nie związane z urządzeniami elektroenergetycznymi, mimo że w bilansie zakupów w 1995 r. zapotrzebowanie na SF₆ do stosowania w innych dziedzinach niż energetyka wyniosło ok. 20% [12].

Przedstawione obliczenia przyczyniły się do uznania przez Komisję Europejską, iż emisja SF₆ związana z produkcją i eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych nie będzie miała wpływu na realizację Programu [12], który przewiduje ośmioprocentowe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w okresie 2008–2012 w porównaniu z emisją w 1990 r. Podkreślić przy tym należy jednak, że ograniczenie emisji gazów o 70% (w porównaniu z 1990 r.) uznawane jest za niezbędne w celu wyeliminowania skutków działalności człowieka na zmiany klimatyczne; w dalszej perspektywie takie zadanie będzie realizowane [12].

W listopadzie 2003 r. Komisja Europejska skierowała do zatwierdzenia przez Parlament i Radę UE projekt przepisów regulujących użytkowanie niektórych fluoropochodnych gazów cieplarnianych. Projekt ten nie ogranicza stosowania SF₆ w urządzeniach elektroenergetycznych, formułuje jednak zasady nadzoru emisji SF₆ oraz restrykcje za ich nieprzestrzeganie. Podkreślić przy tym należy, że zasady te, zgodnie z intencją powszechnie przyjmowaną w takich przypadkach przez Komisję UE, powinny być wprowadzane w poszczególnych krajach Unii w sposób, który nie zakłóci ich „sytuacji rynkowej” w tej dziedzinie.

Emisja SF₆ z urządzeń elektroenergetycznych w Polsce

Na polecenie Ministerstwa Środowiska dokonano oszacowania emisji SF₆ związanej z produkcją, instalowaniem i eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych w Polsce w 2000 r.

Oszacowania tego dokonano na podstawie 86 odpowiedzi na ankietę rozesłaną do producentów i użytkowników tych urządzeń [13]. Posłużono się przy tym następującym wzorem zaczerpniętym z Instrukcji Międzynarodowego Zespołu do Zmian Klimatu IPCC [14]:

$$(e_{2000})_{SF_6} = k_m M_m + k_i M_i = k_u M_u$$

gdzie:

- k_m – współczynnik emisji w trakcie produkcji urządzenia u producentów (k_m = 0,06),
- M_m – masa gazu użyta do produkowanych urządzeń w 2000 r.,
- k_i – współczynnik emisji w trakcie instalowania urządzenia,
- M_i – masa gazu w instalowanych urządzeniach w 2000 r. (k_i = 0,06),
- k_u – współczynnik emisji gazu znajdującego się w urządzeniach eksploatowanych w 2000 r. (k_u = 0,05 przed 1995 r., k_u = 0,02 począwszy od 2000 r.,
- M_u – masa gazu znajdującego się w urządzeniach eksploatowanych w 2000 r.

Wartość emisji SF₆, przeliczona na równoważną ilość CO₂, wyniosła:

$$(e_{2000})_{SF_6} \text{ eq CO}_2 = 32740 \text{ Mg CO}_2$$

W stosunku zaś do ogólnej ilości wyemitowanych w Polsce w 2000 r. gazów cieplarnianych pochodzenia przemysłowego emisja SF₆ (w przeliczeniu na CO₂), e_{2000 SF₆} eq CO₂, nie przekroczyła 0,01%.

Należy podkreślić, że ze względu na brak udokumentowanych, rzeczywistych wartości współczynników „k” dla warunków polskich, w obliczeniu emisji SF₆ z konieczności posłużono się wartościami podanymi w Instrukcji IPCC [14].

Zgodnie z wnioskami z drugiego przeglądu GIS, dokonanego w ramach działalności CIGRE, w Instrukcji tej, począwszy od 1996 r. zmniejszono wartość współczynnika emisji gazu znajdującego się w eksploatowanych urządzeniach z $k_1 = 0,05$ do $k_1 = 0,02$.

Wrywkowe badania wolno stojących wyłączników z SF_6 w liczbie 12, zainstalowanych w Polsce po 1986 r. i pozostających w eksploatacji od 3 do 10 lat, tylko w jednym przypadku wykazały objawy nie szczelności [15]. Ponadto, żaden z tych wyłączników nie przechodził zabiegów konserwacyjnych wymagających recyklingu gazu.

Biorąc zatem pod uwagę rolę wartości współczynników emisji w oszacowaniu wielkości emisji SF_6 , która to wielkość wchodzi do „koszyka gazów cieplarnianych” danego kraju, niezmiernie ważne staje się, na wszystkich etapach użytkowania SF_6 , dążenie do udokumentowania rzeczywistych wartości tych współczynników.

Dla przykładu w tabeli 7 podano procentowe wartości współczynników emisji podanych w cytowanej Instrukcji IPCC [13] i osiąganym w Japonii odpowiednio w latach przed 1996 i począwszy od 1996 r.

Tabela 7

Współczynnik emisji SF_6 z urządzeń elektroenergetycznych w Japonii w latach 1995–1999 w porównaniu do współczynników podanych

Współczynniki emisji SF_6	Procentowe wartości współczynników emisji			
	wg Instrukcji IPCC		wg doświadczeń japońskich	
	przed 1996 r.	począwszy od 1996 r.	1995 r.	1999 r.
Emisja w trakcie produkcji i instalowania urządzeń ($k_m + k_v$)	12	12	18,7	10,6
Emisja podczas eksploatacji urządzeń (k_u)	5	2	0,9	0,25

Wymienione w tabeli wartości współczynników uwzględniają zarówno nie szczelność jak i ubytek gazu wskutek zabiegów konserwacyjnych, przeglądów i kontroli stanu gazu.

Tabela 8

Porównanie zastosowania SF_6 w urządzeniach elektroenergetycznych w Polsce i w Japonii w 2000 r. (dane orientacyjne)

Kraj	Zastosowanie SF_6 w Mg na 1 mln mieszkańców	Zastosowanie SF_6 w Mg na 1000 km ² powierzchni miejskiej
Japonia	100	ok. 50
Polska	0,7	0,15
Stosunek wartości w rubr. 1/2	ok. 140	ok. 330

Należy podkreślić, że w Polsce, jak dotąd, stosowanie elektroenergetycznych urządzeń z SF_6 , a zwłaszcza rozdzielnic na napięcia ≥ 100 kV jest bardzo małe w porównaniu z krajami rozwiniętymi, a w szczególności do tak szeroko stosujących te urządzenia jak Japonia. Obrazują to dane przedstawione w tabeli 8.

Zakładając prostoliniowy trend wzrostu, na podstawie danych z lat 1999–2000 można oszacować, iż w 2010 r. ilość SF_6 w urządzeniach elektroenergetycznych w Polsce wzrośnie do ok. 65 Mg, a emisja – przy dotychczasowych współczynnikach emisji (vide tab. 7) nie przekroczy 9000 Mg eq CO_2 . Emisję tę można znacznie zredukować nawet do poziomu nie przekraczającego 4000 Mg eq CO_2 wprowadzając zasady recyklingu opisane w Instrukcji opracowanej przez CIGRE [16], zakupując urządzenia o jak najlepszej gwarantowanej szczelności (np. 0,1% rocznie), a przede wszystkim wprowadzając racjonalne zasady zarządzania eksploatacją, w tym – doboru metod i sposobu oceny prób odbiorczych na miejscu zainstalowania, prób diagnostycznych, których wyniki decydowałyby o podjęciu zabiegów konserwacyjnych lub przeglądu oraz kryteriów wycofania urządzenia z ruchu.

Współczesne poglądy na zarządzanie eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych z SF_6

Początkowe poglądy na elektroenergetyczne urządzenia z SF_6 jako na jednostki, które przez cały spodziewany okres eksploatacji, szacowany w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku na 25–30 lat, nie wymagają praktycznie nadzoru (poza kontrolą ciśnienia gazu), ulegają stopniowej modyfikacji.

Modyfikacje te, zapoczątkowane analizą wyników Pierwszego Przeglądu Doświadczeń Eksploatacyjnych GIS [6], a następnie – precyzowane w formie zaleceń, wskazują na celowość, a w niektórych przypadkach – na konieczność:

- dokonywania recyklingu gazu,
- dokonywania prewencyjnych przeglądów wewnętrznych i zabiegów konserwacyjnych,
- podejmowania decyzji o wycofaniu jednostek z ruchu na podstawie kryteriów, w których okres eksploatacji nie stanowi podstawowego parametru.

Stwierdzono przy tym, że postęp w dziedzinie technologii doprowadził m.in. do tego, że naturalny ubytek gazu wywołany nie szczelnościami obudowy nie stanowi głównego źródła emisji SF_6 do atmosfery; wielkość tej emisji, począwszy od momentu uruchamiania urządzenia uwarunkowana jest przede wszystkim:

- procedurą i zabiegami związanymi z próbami odbiorczymi na miejscu zainstalowania,
- zabiegami kontrolnymi, w tym kontrolą stanu gazu,

- zabiegami konserwacyjnymi wymagającymi recyklingu gazu, jak np wymiana styków w łącznikach, wymiana sorbenta itp.,
- przeglądami wewnętrznymi przedziałów.

Ponieważ emisja gazu zarówno ze względów ekologicznych jak i ekonomicznych¹¹⁾ jest zjawiskiem niepożądanym, strategia zarządzania eksploatacją urządzeń z SF₆ zmierza do jak najdalej idącego ograniczenia zabiegów kontrolnych i konserwacyjnych, którym towarzyszy ubytek gazu.

Biorąc to pod uwagę odchodzi się od z góry ustalonych okresów badań i/lub zabiegów przechodząc na fakultatywne ustalanie terminów na podstawie obserwacji zachowania się obiektu i ewidencji narażeń, którym on został poddany w warunkach eksploatacji. Szczególną wagę przywiązuje się przy tym do procedury prób odbiorczych i poremontowych dokonywanych na miejscu zainstalowania. Doświadczenie eksploatacyjne uczy bowiem, że nawet drobne zaniedbania technologiczne mogą być przyczyną awarii, których częstość występowania, co jest znamienne, jest największa w początkowym okresie eksploatacji (rys. 1 i 2).

Bezpośrednią przyczyną tej awaryjności w tzw. okresie „chorób dziecięcych” (ang. teething) jest duża wrażliwość układu izolacyjnego z SF₆ na zakłócenia rozkładu pola elektrycznego.

Zakłócenia te mogą być wywołane defektami powstałymi podczas montażu lub podczas transportu urządzenia, takimi jak [17]:

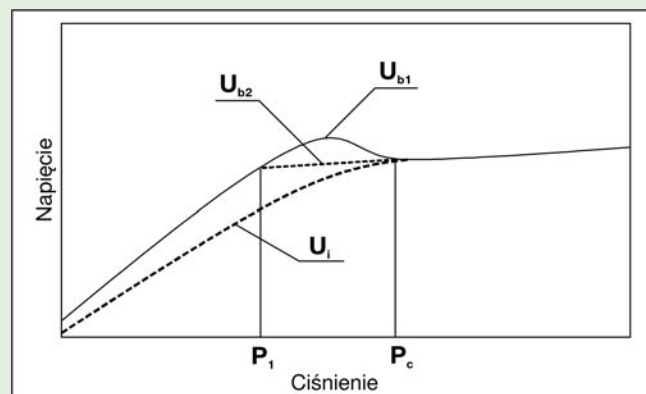
- zanieczyszczenia w postaci cząstek przewodzących,
- nierówności, zadry, ostrza na powierzchniach elementów stanowiących elektrody układu izolacyjnego,
- wadliwe zamocowania elementów układu, takich jak np. izolatory odstępnikowe,
- wtrąciny gazowe i metaliczne w odlewach żywicznych elementów izolacyjnych.

Przy projektowaniu układu izolacyjnego z SF₆ konstruktorzy dążą do zapewnienia kwazi-jednorodnego rozkładu pola elektrycznego. Cechą takiego układu jest to, że napięcie inicjacji wyładowań niezupełnych WNZ (U_i) jest równe napięciu przebicia (U_b), tj. $U_i = U_b$.

Zakłócenie rozkładu pola może doprowadzić do zmiany mechanizmu rozwoju kanału przebiciowego. Zmiana ta polega na tym, że w określonym przedziale ciśnień, inicjacja WNZ następuje przy niższym napięciu aniżeli przebicie ($U_i < U_b$). Jednocześnie maleje wartość U_b . Taki rozwój przebicia stanowi cechę układu: ostrze – płyta.

Ideowe charakterystyki napięcia przebicia i inicjacji WNZ, w funkcji ciśnienia, przedstawiono na rysunku 3.

Krzywa U_{b1} odpowiada napięciu przebicia przy przebiegach wolnozmiennych (np. 50 Hz), krzywa U_{b2} – przy przebiegach udarowych. Ciśnienie p_c , przy którym łączą się charakterystyki U_i , U_{b1} i U_{b2} nosi nazwę ciśnienia krytycznego.



Rys. 3. Ideowe charakterystyki napięcia przebicia (U_b) i napięcia inicjacji WNZ (U_i) układu: ostrze-płyta, w funkcji ciśnienia

Mechanizm przebicia występujący poniżej ciśnienia P_c , a więc w zakresie, w którym napięcie przebicia U_b jest większe od napięcia U_i (inicjacja WNZ) nosi nazwę mechanizmu stabilizowanego występowaniem wyładowań ulotowych (in. koronowych; w literaturze anglosaskiej: „corona stabilisation breakdown”). Powyżej p_c , tj. punktu, w którym zbiegają się wszystkie charakterystyki – występuje obszar przebicia liderowego. Oznacza to, że przebicie następuje z chwilą wystąpienia WNZ podobnie jak w przypadku kwazi-jednorodnego rozkładu pola, z tą jednak zasadniczą różnicą, że wpływ wzrostu ciśnienia na wzrost napięcia przebicia jest znacznie mniejszy.

Podkreślić przy tym należy, że każda z wymienionych charakterystyk zależy od konfiguracji układu izolacyjnego, kształtu elektrody ostrzowej i stanu jej powierzchni oraz od szybkości narastania napięcia.

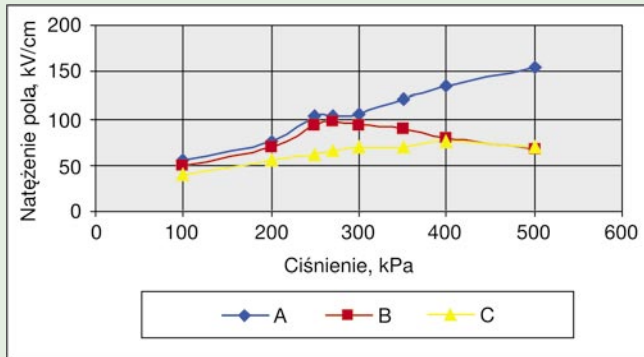
Mechanizm rozwoju kanału przebiciowego w obszarze ciśnień poniżej p_c nie jest w pełni rozeznany. Główną rolę odgrywają w nim: wychwytywanie elektronów przez molekuly SF₆, które stają się tym samym jonami ujemnymi i z udziałem tych jonów – tworzenie ładunku przestrzennego. Obecności ładunku przestrzennego przypisuje się hamowanie rozwoju wyładowania kanałowego (strimerowego), który prowadzi do przebicia przestrzeni międzyelektrodowej.

Wzajemne relacje ilościowe tych zjawisk ulegają zmianie ze wzrostem ciśnienia (a ściślej – koncentracji SF₆) przechodząc przez maksimum efektywności w hamowaniu rozwoju wyładowania kanałowego [18]. Ujemne jony SF₆ cechuje mała ruchliwość. Stąd, w miarę wzrostu szybkości narastania napięcia, efektywność tworzenia ładunku przestrzennego maleje. Przykładem tego są wyniki pomiarów zmian napięcia przebicia udarowego i przy 50 Hz w układzie izolacyjnym rzeczywistej rozdzielni GIS, spowodowanych

¹¹⁾ Cena SF₆ zachowuje tendencję wzrostową.

obecnością cząstki przewodzącej na powierzchni izolatora odstępnikowego (vide rys. 4), sporządzony na podstawie [19]).

Nadmienić należy, że w obszarze ciśnień, w którym $U_1 < U_b$, przebicie następuje zawsze przy dodatniej polaryzacji ostrza.



Rys. 4. Wartości średnie natężeń pola, przy powierzchni szyny zbiorczej GIS, przy której następowało przebicie (na podstawie [19])

Współrzędne trzech krzywych:

Natężenie pola przy powierzchni szyny przedziału GIS, przy którym następowało przebicie:

A – w polu kwasi jednorodnym przy częstotliwości 50 Hz,

B – w przypadku zakłócenia pola obecnością wtrąciny przewodzącej (odcinka drutu o długości 4 mm); przy częstotliwości 50 Hz,

C – w przypadku zakłócenia pola j.w.; przy napięciu udarowym (udar normalny).

Jak wynika z rysunku 4, pomiary WNZ, a ponadto uzgodnione w tym względzie kryteria pomiędzy producentem i użytkownikiem, mogą być wykorzystane jako narzędzie kontroli jakości wykonania urządzenia z SF₆, a także jego stanu w czasie eksploatacji.

Współczesna technika pomiarowa WNZ umożliwia przeprowadzenie badań na miejscu zainstalowania urządzeń (w tym również monitoringu) pod warunkiem odpowiedniego przystosowania obiektu¹²⁾.

Istotną zaletą pomiarów WNZ jako metody diagnostycznej jest to, że nie wiąże się ona z ubytkiem gazu w urządzeniu. Wszystkie, jak dotąd, kontrole stanu gazu, pociągają za sobą natomiast ubytek SF₆ i w praktyce – emisję pobranych próbek. Z tego względu powinno się dążyć do stosowania metod pomiaru wykorzystujących małe ilości pobieranego gazu do prób. Przy aktualnie osiąganym szczelności obudowy, fakultatywne ustalanie okoliczności i terminów kontroli stanu gazu jest jak najbardziej brane pod uwagę, w tym również w celach diagnostycznych, zwłaszcza w odniesieniu do aparatury łączeniowej [17].

Podkreślić należy, że znajomość stanu początkowego urządzenia z SF₆, tzw. odcisk palca, ang „finger

print”) przyczynia się do znacznego zwiększenia efektywności diagnozowania, zarówno za pomocą pomiarów WNZ jak i – analizy składu gazu.

Przewiduje się, że kryteria końca życia urządzeń z SF₆ będą miały bardziej charakter ekonomiczny niż techniczny; tzn. decydować będzie wzrost kosztów utrzymania w ruchu i wzrost emisji SF₆, na skutek konieczności wykonywania częstszych zabiegów diagnostycznych i konserwacyjnych.

Aktualnie przyjmuje się, że emisja związana z nieuszczelnnością urządzenia i wymienionymi zabiegami, przekraczająca 2% masy gazu w skali rocznej kwalifikuje dany obiekt bądź do remontu bądź złomowania; przewiduje się, że w przyszłości okaże się uzasadnione zaostrożenie tego kryterium do 1% [11].

Podstawę do decyzji wycofania urządzenia z ruchu może stanowić również ocena ryzyka poniesienia kosztów awarii powodującej zakłócenia w dostawie energii i/lub rozszczelnienia urządzenia; to ostatnie w najbliższej przyszłości może pociągać za sobą restrykcje, które będą wynikać z obustronnych przepisów dotyczących gospodarki przemysłowymi gazami cieplarnianymi.

Uwagi końcowe

1. Jak wynika z artykułu, groźba wprowadzenia ograniczeń w stosowaniu SF₆, która się pojawiła w następstwie zaliczenia tego związku do „koszyka gazów cieplarnianych”, spełniła się we wszystkich dziedzinach z wyjątkiem urządzeń elektroenergetycznych. Zawdzięczać to należy spontanicznym wysiłkom producentów i użytkowników tych urządzeń, których uwieńczeniem było znaczne zmniejszenie emisji SF₆ na każdym etapie jego „życia”, tj. począwszy od syntezy tego związku, poprzez produkcję i eksploatację urządzeń, aż do likwidacji – jako zużytego produktu.

Projekt przepisów Komisji Unii Europejskiej [12] nie wprowadza wprawdzie ograniczeń ilościowych w stosowaniu SF₆ do urządzeń elektroenergetycznych, ale zobowiązuje do przestrzegania zasad gospodarki tym gazem, tj. recyklingu, regeneracji, a w przypadku zużycia – do jego zniszczenia w sposób nie zagrażający środowisku. Gospodarka ta będzie podlegać kontroli. Kontrolą objęta zostanie również emisja SF₆. Należy jednak podkreślić, że proces legislacyjny tego rozporządzenia jeszcze się nie zakończył i zmiany, także ograniczające stosowanie SF₆, choć mało prawdopodobne, są możliwe.

Mimo tych niedogodności walory użytkowe urządzeń elektroenergetycznych z SF₆, a więc:

- spodziewany długi okres eksploatacji (ok. 50 lat),
- mała awaryjność,
- niskie koszty utrzymania w ruchu,
- odporność na wpływ warunków atmosferycznych, powodują, że poziom popytu na te urządzenia ocenia się jako ustabilizowany [11].

¹²⁾ Opis technik pomiarowych, w literaturze polskojęzycznej, zawarty jest m.in. w publikacjach [17, 20]

Znacznie mniejsza kubatura GIS w porównaniu z kubaturą rozdzielni klasycznych oraz naturalne przystosowanie do dystrybucyjnej sieci kablowej, umacnia celowość ich stosowania zwłaszcza w ośrodkach miejskich i przemysłowych.

2. Postęp w ocenie jakości wykonania urządzenia z SF₆, a w szczególności – w metodach kontroli poprawności jego montażu na miejscu zainstalowania powoduje, że zmniejsza się awaryjność spowodowana tzw. chorobami dziecięcymi w początkowym okresie eksploatacji.

Dostosowanie GIS do badań diagnostycznych w drodze ulokowania na stałe odpowiednich czujników umożliwiających pomiar wyładowań niezupełnych znajduje coraz częstsze zastosowanie biorąc pod uwagę spodziewany ok. 50-letni okres eksploatacji. Podkreślić przy tym należy, że standardy IEC dotyczące urządzeń z SF₆ pozostawiają szereg wymagań do uzgodnienia pomiędzy odbiorcą i producentem.

3. Wyniki wieloletnich prób i studiów nad zastosowaniem mieszanin azotu z sześćciofluorkiem siarki N₂/SF₆ zostały zrekapitulowane w raporcie opracowanym przez Grupę Roboczą Komitetu Studiów CIGRE „Materiały stosowane w elektrotechnice” (WG D1, TF10) w 2004 r. [21].

W raporcie tym uznano za możliwe: „uzyskanie adekwatnej w stosunku do SF₆ wytrzymałości elektrycznej mieszaniny N₂/SF₆ (o 10–20-procentowym udziale N₂) w drodze podwyższenia ciśnienia o 45–75%”. W wysokonapięciowej aparaturze łączeniowej SF₆ pozostaje jednak niezastąpiony.

Biorąc pod uwagę względy techniczno-ekonomiczne, zastosowanie mieszaniny N₂/SF₆ w rozdzielnicach uznano za niecelowe. Wskazano natomiast na ekonomiczne i ekologiczne korzyści zastosowania N₂/SF₆ w liniach przesyłowych z izolacją gazową (GIL – Gas Insulation Line).

4. Jak wynika z obliczeń przytoczonych w artykule, ilość wyemitowanego SF₆ będzie wielkością pomijalnie małą przy bilansie syntetycznych gazów cieplarnianych dokonywanym w 2012 roku. Należy jednak brać pod uwagę, iż już dziś są podjęte intensywne wysiłki do eliminowania gazów syntetycznych o współczynniku ocieplenia GWP ≥150. Mając to na względzie, z jednej strony, a z drugiej strony – niezawodność i trwałość urządzeń elektroenergetycznych z izolacją gazową, poszukiwania gazów lub mieszanin gazów o właściwościach zbliżonych do SF₆, lecz o niższym GWP, pozostają nadal aktualne.

LITERATURA

[1] Rinsland C.P., Gunson M.R., Abrams M.C., Lowes L.L., Bander R., Mathieu E.: Measurements of Sulfur Hexafluoride (SF₆) in the Lower Stratosphere and Upper Troposphere”, J. Geophys. Res. 1993, t. 98

[2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). The 1994 Report of Scientific Assessment Working Group

[3] Christophorou G., Van Brunt R.J.: SF₆ Insulation: Possible Greenhouse Problems Solutions. NIST (USA) Report 5685, 1995

[4] Christophorou L.G., Van Brunt R.: SF₆/N₂ Mixtures – Basic and HV Insulation Properties. IEEE Trans. On Dielectr. A. Electr. Insul., vol 2, No 5, October 1995

[5] Christophorou J.,K., Olthoff J.,K., Green D.,S.: ”Gases for Electrical Insulation a. Arc Interruption : Possible Present a. Future Alternatives to Pure SF₆”, NIST (USA), Technical Note 1425, 1997

[6] Kopejtkova D., Molony T., Kobayashi S., Welch L.,M.: „A twenty five Year Review of Experience with SF₆ Gas Insulated Substations (GIS)”, Report 32–101, Planar Session CIGRE 1992

[7] Members of Joint Working Group 33/23.12 CIGRE; Sabot A. (Convenor), Kołtunowicz W. (Secretary) a. oth.,” Insulation Coordination of GIS: Return of Experience, On Site Tests a. Diagnostic Techniques”, Electra Nr 176, 1998

[8] Members of Working Group 23.02 CIGRE : “Report on the Second International Survey on High Voltage”, Report 150, 2000

[9] Yoshiaki Ichihara: An Industrial Perspective on SF₆ Issue. Gaseous Dielectrics IX, Kluwer Academic/Plenum Publishers, 2001

[10] Panel Discussion Group: “SF₆ Substitutes”. Gaseous Dielectrics VIII, Kluwer Academic/ Plenum Publishers, 1998

[11] Members of Working Group 23.02 CIGRE: “SF₆ in the Electric Industry, Status 2000”, Report of WG 23-02, May 2001

[12] Commission of the European Communities: “Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Certain Fluorinated Greenhouse gases”, Brussels, 11.08.2003

[13] Słowikowska H., Słowikowski J.: “Opracowanie cząstkowych strategii redukcji emisji w kategorii 2F6 sześćciofluorku siarki stosowanego w urządzeniach elektroenergetycznych” (materiał nie opublikowany)

[14] Intergovernmental Panel on Climate Change: ”Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, 2000

[15] Hyrczak A., Łosiewicz I., Słowikowska H., Słowikowski J.: „Contribution to the SF₆ circuit-breakers (CB) diagnosis by gas analysis”, CIGRE Session 2000 Panel 1

[16] Members of CIGRE Task Force 23.10.01: “SF₆ Recycling Guide”, Report 117 CIGRE 1997

[17] Kołtunowicz W.: “Badania Diagnostyczne Izolacji Gazowych Rozdzielnic Wysokiego Napięcia”, Prace Naukowe – Elektryka – z. 124. Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003

[18] Pinnaduwaye L.,A., Christophorou L.,G.: “A Possible New Mechanism Involved in Non-Uniform Field Breakdown in Gaseous Dielectrics”, Gaseous Dielectrics VII, Plenum Press-New York – London, 1994

[19] Feser K.: “Risk Assessment of Defects in GIS by PD-Diagnostics”, SC 15 CIGRE, Gas Insulated Systems Symposium, Dubai, May 2001, IWO 1

[20] Skubis J.: Emisja akustyczna w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych”, wyd. IPPT PAN, 1993. Members of Working Group D1.03 Task Force 10 CIGRE: “N₂/SF₆ Mixtures for Gas Insulated Systems”, 2004 (w druku)