

prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński

Politechnika Łódzka

Instytut Elektroenergetyki

Wpływ wody i tlenu na obciążalność i czas życia transformatorów energetycznych

Wstęp

Czas życia transformatora energetycznego jest tożsamy z czasem życia jego izolacji. Większość produktów rozkładu, które stopniowo pogarszają początkowe właściwości izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych jest wynikiem wtórnych procesów chemicznych zachodzących pomiędzy rozerwanymi łańcuchami węglowodorów, pod działaniem narażeń elektrycznych i cieplnych. Zatem starzenie izolacji papierowo-olejowej jest wynikiem złożonych interdyscyplinarnych zjawisk związanych z elektrotechniką, chemią i fizyką [1].

Równania czasu życia izolacji papierowo-olejowej podawane są w normach na obciążalność transformatorów. Norma ANSI/IEEE [2] opiera się na równaniu Arrheniusa-Dakina, a norma IEC-PN [3] wykorzystuje równanie Montsingera:

Wzór Arrhenius-Dakin: $L = A \cdot e^{\frac{B}{T}}$

Wzór Montsinger: $L = e^{-p \cdot \Theta}$

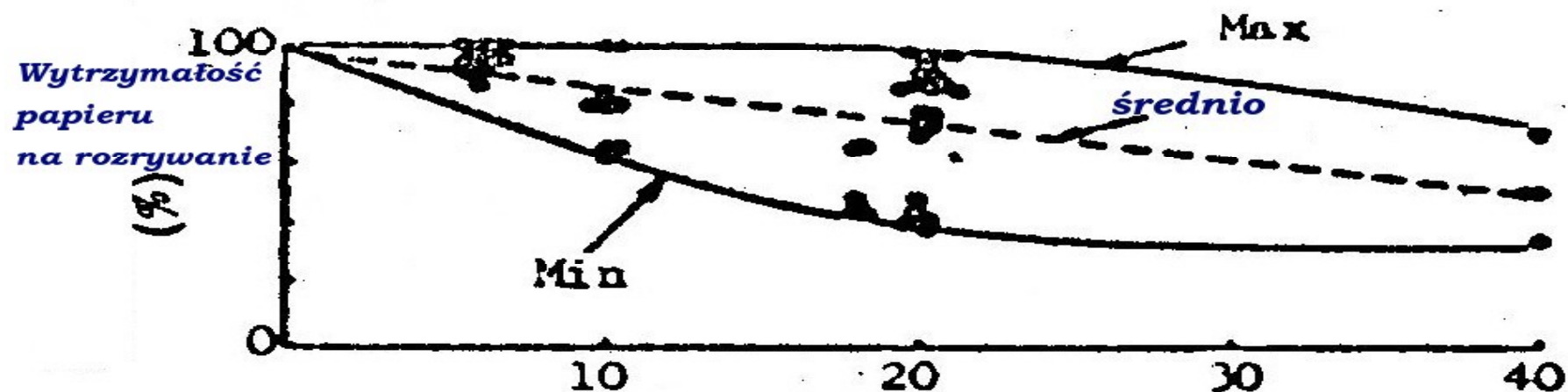
W oparciu o powyższe wzory i o w oparciu o równania cieplne transformatora konstruuje się skomplikowane programy numeryczne, które służą do szacowania temperatur wewnątrz transformatora i do zliczania ubywającego czasu życia transformatora. Przykład takiego programu znaleźć można w [4].

Jednakże wzory Arrheniusa-Dakina czy Montsingera mogą być bardzo niedokładne, dla określenia starzenia materiałów izolacyjnych, gdyż nie uwzględniają wpływu tlenu i wilgoci. Ta niedokładność, w połączeniu z niedokładnością oszacowania wartości temperatury punktu gorącego (hot-spot), może wpływać na oszacowanie prędkości starzenia (i czasu życia) i wprowadza błąd w odpowiednich obliczeniach temperatury z zakresu 10-20 K [5]. Dla dokładniejszych oszacowań stopnia degradacji izolacji współczynniki A i B w równaniu Arrheniusa-Dakina (lub współczynnik „p” w równaniu Montsingera) nie powinny być stałe, lecz powinny być funkcją, co najmniej zawartości wilgoci, a zawartość tlenu powinna być uwzględniona w kryterium końca życia izolacji [5].

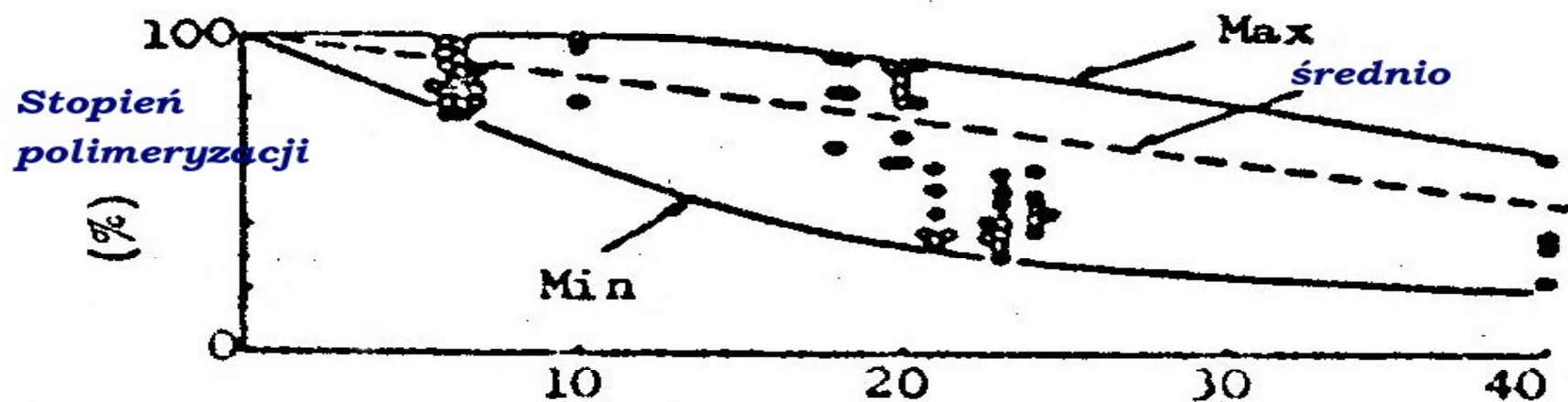
Wyższa zawartość tlenu i wilgoci zwiększa ilość produktów rozkładu i przyspiesza prędkość reakcji chemicznych. Nie ma zgodnych opinii na temat tego jak te czynniki wpływają na prędkość degradacji celulozy. Podaje się, że w przypadku rozpadu molekuł celulozy, prędkość reakcji jest w przybliżeniu trzykrotnie szybsza przy bogatym w tlen środowisku [5]. Stąd, jeśli czynnik środowiskowy nie jest znany, prędkość reakcji starzeniowych jest nieprzewidywalna z mnożnikiem 3 – 4. Sytuacja ta może być jeszcze gorsza w rzeczywistym transformatorze. Jeśli temperatura papieru nie jest mierzona, lecz tylko szacowana za pomocą niedokładnych metod podawanych przez normy [2, 3], to wprowadzany jest dodatkowy błąd oszacowania prędkości reakcji (i oszacowania czasu życia) o mnożniku około 2 [5].

Problem kryterium końca życia [6]

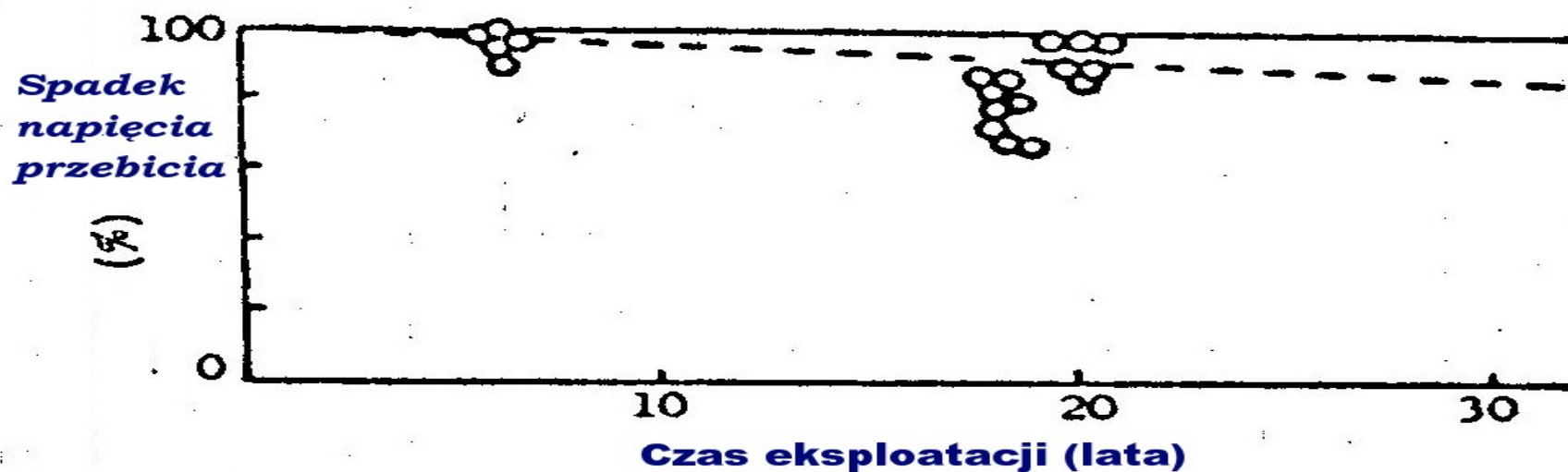
Podstawowym problemem, który trzeba rozstrzygnąć we wstępie do analizy długości czasu życia izolacji transformatora jest wybór kryterium końca życia tej izolacji. W literaturze proponuje się trzy różne kryteria. Obrazuje to rys. 1. Pierwsze kryterium to wytrzymałość papieru na rozrywanie, drugie to spadek stopnia polimeryzacji łańcuchów polimerowych celulozy, a trzecie to zachowanie wytrzymałości na przebicie elektryczne. W zależności od wybranego kryterium uzyskuje się różne współczynniki określające prędkość starzenia izolacji. Ilustrują to tabele 1 i 2. Tabela 1 bezpośrednio podaje wartość współczynnika B w równaniu Arrheniusa. Tabela 2 uzależnia czas do końca życia izolacji papierowej od zawartości wilgoci w papierze z uwzględnieniem dwóch kryteriów końca życia: wytrzymałości na rozrywanie lub stopnia polimeryzacji.



(a) Czas eksploatacji (lata)



(b) Czas eksploatacji (lata)



Rys. 1. Trzy kryteria końca czasu życia izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych [6]:
(a) wytrzymałość papieru na rozrywanie; (b) stopień polimeryzacji, (c) wytrzymałość na przebicie.

Tabela 1

Stała określająca prędkość starzenia – B [6]

Source	Basis	B
Dakin 1947	20% Rozrywanie	18 000
Sumner 1953	20% Rozrywanie	18 000
Head 1979	Mech/DP/Gaz	15 250
Lawson 1977	10% Rozrywanie	15 500
Lawson 1977	10% DP	11 350
Shroff 1985	250 DP	14 580
Lampe 1978	200 DP	11 720
Goto 1990	Gaz	14 300
ASA-C57.92-1948	50% Rozrywanie	*14 830
ANSI-C57.92-1981	50% Rozrywanie	16 054
ANSI-C57.91-1981	DT Próba starzenia	14 594
Dodatkowe dane z [2]		
IEEE C.57.91-1995		15 000

* - 120 °C – 150 °C zakres temperatur

Tabela 2
Definicje “czasu życia” [6]

Kryterium	Woda w izolacji*	Poziom tlenu	Godziny życia [godz.]
50 % wytrzymałości na rozrywanie	0.5 %	Low**	65 020
	1.0 %	Low	31 510
	2.0 %	Low	16 255
	0.5 %	High**	26 000
	1.0 %	High	13 000
	2.0 %	High	6 500
20 % wytrzymałości na rozrywanie	0.5 %	Low	152 000
	1.0 %	Low	76 000
	2.0 %	Low	38 000
	0.5 %	High	60 800
	1.0 %	High	30 400
	2.0 %	High	15 200
200 DP	0.5 %	Low	158 000
	1.0 %	Low	79 000
	2.0 %	Low	39 500
	0.5 %	High	63 200
	1.0 %	High	31 600
	2.0 %	High	15 800

* Średnia wagowa zawartość wilgoci

** Low oznacza zawartość tlenu jak dla transformatorów hermetyzowanych przed dostępem tlenu. High oznacza zawartość tlenu jak dla transformatorów oddychających przez odwilżacz.

Wpływ wilgoci na obciążalność transformatora

Rozmieszczenie wilgoci w izolacji papierowo-olejowej jest procesem dynamicznym. Stan równowagi między zawilgoceniem oleju i papieru zależy od temperatury. Ze wzrostem temperatury woda przechodzi z papieru do oleju i odwrotnie ze spadkiem temperatury olej się osusza. Większość wody jest w papierze i to na dodatek rozkład wody w papierze jest nierównomierny. W okolicy gorącego punktu (hot-spot) wody jest mniej niż w innych fragmentach izolacji papierowej czy preszpanowej.

Z powyższych dynamicznych właściwości zawilgocenia izolacji transformatora wynika fakt, że dopuszczalne temperatury pracy izolacji (hot-spot) zależą od zawilgocenia izolacji, bo od zawilgocenia papieru i temperatury zależy nasycenie oleju parami wody i możliwość powstawania pęcherzyków gazu, a w konsekwencji powstawania wyładowań elektrycznych. Obrazują to tabele 3 i 4. Zatem jak wynika z tych tabel transformatory nadmiernie zawilgocone nie mogą być nadmiernie przeciążane, bo wiąże się to ze wzrostem temperatury, a w konsekwencji ze wzrostem zagrożenia inicjacją generacji pęcherzyków gazu i inicjacją wyładowań niezupełnych.

Tabela 3

Temperaturowy próg inicjacji wyładowań niezupełnych [7]

Zawartość wilgoci [%]	Temperatura [°C]
7.0	60
3.0	150
1.5	180
1.1	195/215
0.5	220

Tabela 4

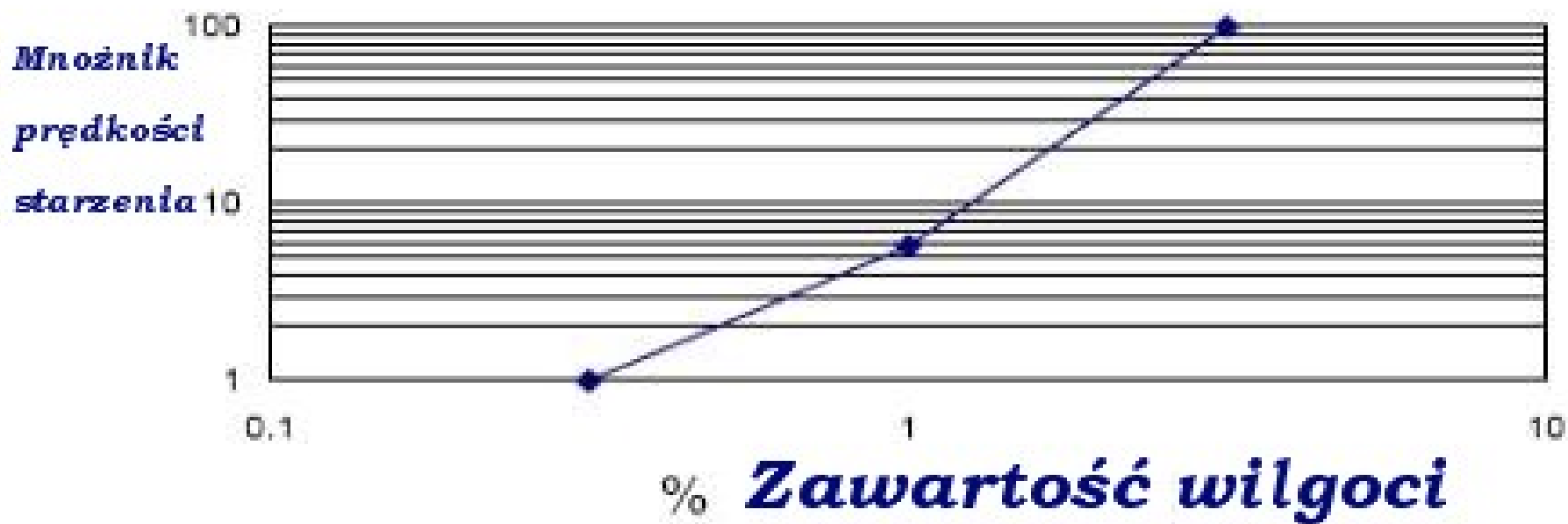
Temperaturowy próg inicjacji pęcherzyków gazu[7]

Zawartość wody w papierze [%]	Temperaturowy próg inicjacji pęcherzyków gazu [°C]
Papier stabilizowany uprzednio w 25 °C	
0.5	200
1.4	147
3.1	119-126
Papier stabilizowany uprzednio w 80 °C	
0.16	179-194
1.5	125-138
3.1	100

Przykładowa metoda uwzględnienia wilgoci w równaniach starzeniowych

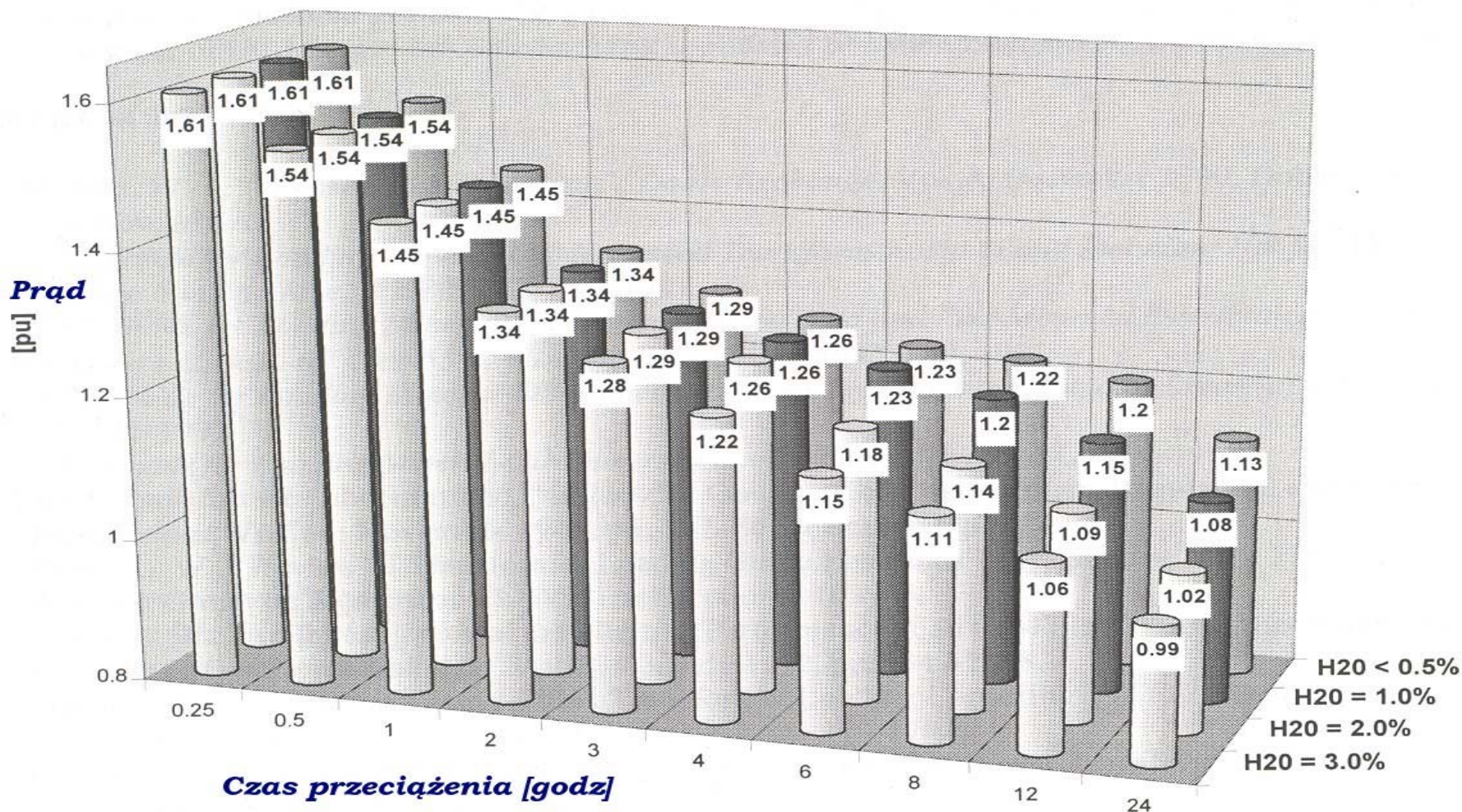
Jak wynika z aktualnego stanu rozeznania zagadnień wpływu wilgoci i tlenu na szybkość starzenia się izolacji, problem jest jeszcze dość odległy od zgodności poglądów umożliwiającej wprowadzenie poprawek do norm [2, 3]. Tym niemniej w literaturze jest szereg prób wprowadzenia odpowiednich korekt. Skromne ramy referatu nie pozwalają na szersze omówienie tych przykładów.

Wydaje się jednak, że dla odpowiedzialnych jednostek transformatorowych, dla których wprowadza się ciągłą kontrolę zawilgocenia, najprostsze uwzględnienie stanu zwilgocenia jest możliwe poprzez wprowadzenie mnożnika szybkości starzenia opartego co najmniej na zawartości wilgoci jak np. na wykresie z rys. 2.



Rys.2. Mnożnik prędkości starzenia w funkcji zawartości wilgoci w papierze [8]

Natomiast przykład obliczeń uwzględniających zawartość wilgoci obrazuje rys. 3. Podobne mechanizmy korekcyjne jak w [9] wprowadzone będą do programu [4].



Rys. 3. Wpływ zawartości wilgoci w papierze na dynamiczną obciążalność transformatora [9]

Wnioski

- Wpływ wilgoci i tlenu na czas życia izolacji transformatora jest bardzo istotny, jednakże aktualne zalecenia norm, szczególnie norma europejska [2], pomijają to zagadnienie, zarówno w zakresie szacowania prędkości starzenia jak i w zakresie wpływu tych czynników na obciążalność transformatora.
- Szeroko prowadzone badania laboratoryjne rokuja, że w niedalekiej przyszłości tlen i woda będą uwzględniane w metodyce obliczeń cieplnych i starzeniowych transformatora.

Literatura

- [1] R. Ferguson, A. Lobeiras, J. Sabau – “Suspended Particles in the Liquid Insulation of Aging Power Transformers”, IEEE Electrical Insulation Magazine of DEIS, July/August 2002, Vol. 18, No 4, pp. 17-23
- [2] IEEE Std C57.91-1995 and C57.91-1995/Cor 1-2002 “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”
- [3] PN-IEC 60354 „Przewodnik obciążania transformatorów olejowych (Loading guide for oil-immersed power transformers)”, kwiecień 1999
- [4] F. Mosiński, T. Piotrowski, B. Bocheński - „Zarządzanie czasem życia transformatorów energetycznych za pomocą programów numerycznych”, Przegląd Elektrotechniczny – Konferencje, 1’2003, str. 157-159
- [5] WG 12.09 – “Lifetime Evaluation of Transformers”, Electra No. 150, October 1993, pp. 39- 51
- [6] H. Yoshida, Y. Ishioka, T. Suzuki, T. Yanari, T. Teranishi – Degradation of Insulating Materials of Transformers”, IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-22, No. 6, December 1987, pp. 795-800
- [7] CIGRE WG-09 – “ A survey of facts and opinions on the maximum safe operating temperature of power transformers under emergency conditions”, Task Force of Working Group of Study Committee 12, Electra No 129, 1990, pp. 54-63
- [8] D.J. Woodcock J.C. Wright - “Power Transformer Design Enhancements Made to Increase Operational Life”, Weidmann Technical Services Inc., 2000
- [9] M.F. Lachman, P.J. Griffin, W. Walter, A. Wilson, E.L. Francis, R.A. Proffitt, J.S. Skinner – “Experience with dynamic loading and thermal analysis of Power Transformers”, Proc. 68’th Annu. Int. Conf. Doble Clients, sec. 1-3, 2001