



Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki

Instytut Elektroenergetyki i Energii Odnawialnej

ROZPRAWA DOKTORSKA

**„Analiza zesterzenia izolatorów przepustowych typu
OIP za pomocą metody FDS i wyników badań oleju”**

Promotor:
dr hab. inż. Andrzej Cichoń, prof. PO

Autor:
mgr inż. Jerzy Buchacz

Opole, 2015

*Składam serdeczne podziękowania Wszystkim,
którzy przyczynili się do powstania niniejszej rozprawy*

Spis treści

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I INDEKSÓW	5
1 WPROWADZENIE	7
2 CEL, TEZA I ZAKRES ROZPRAWY	10
3 CHARAKTERYSTYKA BUDOWY, KONSTRUKCJI I ZASADY DZIAŁANIA TRANSFORMATOROWYCH IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH TYPU KONDENSATOROWEGO	11
4 MECHANIZMY STARZENIA PAPIEROWO-OLEJOWEGO UKŁADU IZOLACYJNEGO IZOLATORÓW I MOŻLIWOŚCI JEGO OCENY METODĄ FDS ORAZ NA PODSTAWIE WYNIKÓW BADANIA OLEJU	19
4.1 Materiały tworzące układ izolacyjny izolatora OIP	19
4.2 Mechanizmy starzenia oleju i papieru izolacyjnego	20
4.3 Wpływ zawilgocenia na procesy starzeniowe	25
4.4 Gazowe symptomy starzenia	26
5 PRZEGLĄD METOD DIAGNOSTYCZNYCH STOSOWANYCH W BADANIACH IZOLATORÓW	28
5.1 Oględziny zewnętrzne izolatora przepustowego	29
5.2 Pomiary współczynnika strat $tg\delta$ i pojemności C_x	30
5.3 Badania termowizyjne	33
5.4 Metody polaryzacyjne	33
5.5 Metody badań próbki oleju	36
5.5.1 Analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju (DGA)	38
5.5.2 Zawartość wody w oleju	39
5.5.3 Określenie zawilgocenia papieru metodą pośrednią	40
5.5.4 Napięcie powierzchniowe oleju	41
5.5.5 Oznaczenie stężeń pochodnych furanu	42
5.6 Badania wyładowań niezupełnych (wnz)	42
6 CHARAKTERYSTYKA METODY FDS	45
6.1 Zależność współczynnika strat $tg\delta$ od temperatury	53
6.2 Aktualny sposób wykorzystania metody FDS, jej ograniczenia oraz nowe możliwości zastosowania	55
6.3 Geneza pracy	57
7 APARATURA UŻYWANA DO BADAŃ MODELU I IZOLATORÓW	58
8 BUDOWA MODELU IZOLATORA PRZEPUSTOWEGO ORAZ CHARAKTERYSTYKA METODYKI BADAŃ	61

8.1	Proces wykonywania kondensatorów	63
8.2	Starzenie	66
8.3	Analiza możliwości wykrywania zmian w papierowo-olejowym układzie izolacyjnym za pomocą metody FDS (przebiecie warstwy dielektryka)	70
8.4	Wpływ temperatury na charakterystyki układu izolacyjnego otrzymywane metodą FDS	82
8.4.1	<i>Wyniki badań zależności współczynnika strat $tg\delta$ od jednolitej temperatury całego modelu</i>	85
8.4.2	<i>Wyniki badań modelu przy różnych temperaturach jego części składowych</i>	87
9	ANALIZA WYNIKÓW BADAŃ IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH PRZEPROWADZONYCH METODĄ FDS ORAZ UZYSKANYCH DLA POBRANYCH Z NICH PRÓBEK OLEJU	99
9.1	Analiza korelacji wyników zawilgocenia izolatorów otrzymanych metodą bezpośrednią (FDS) i zawartości wody w oleju	99
9.2	Analiza statystyczna wyników badania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju pobranym z izolatorów	100
10	PRZYKŁAD PRAKTYCZNEGO ZASTOSOWANIA METOD DIAGNOSTYCZNYCH DLA IZOLATORÓW PRZEPUSTOWYCH	104
11	WNIOSKI	117
	LITERATURA	120
	SPIS ZAŁĄCZNIKÓW	132

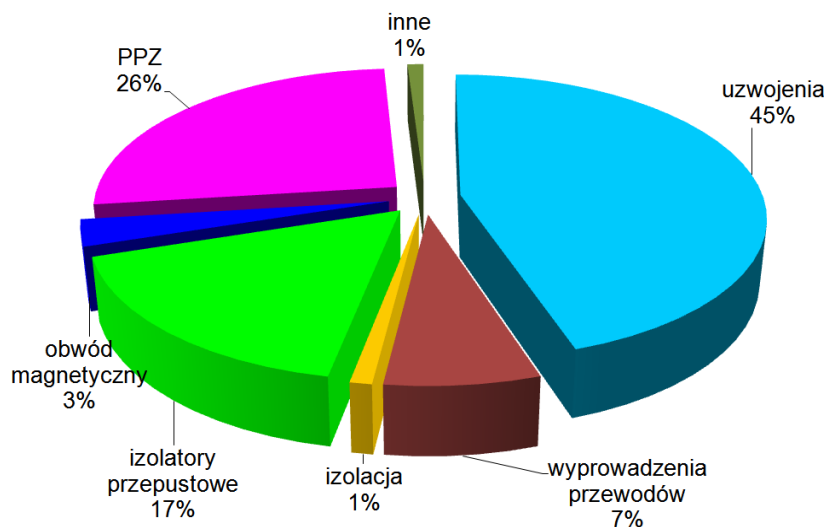
Wykaz ważniejszych oznaczeń i indeksów

- A, A_o , – stałe we wzorze na energię aktywacji, s^{-1}
 A_h, A_p
 C_x – pojemność, F
D – indukcja elektryczna, C/m^2
DP, – stopień polimeryzacji, -
 DP_0 , – stopień polimeryzacji papieru, początkowy, -
 DP_t – stopień polimeryzacji po czasie t, -
E – natężenie pola elektrycznego V/m
 E_A – energia aktywacji, kJ/mol
f – częstotliwość, Hz
I, $I(\omega)$ – natężenie prądu, A
 i_p – natężenie prądu polaryzacji, A
 i_d – natężenie prądu depolaryzacji, A
j – jednostka urojona, -
J – gęstość prądu, A/m^2
k – stała Boltzmanna, $k=1,3806488(13) \times 10^{-23}$ J/K
n – współczynnik załamania światła, -
P – moc, W
P – polaryzacja, C/m^2
R – uniwersalna stała gazowa, $R=8,3144621(75)$ J/(mol·K)
 R_x – rezystancja, Ω
s – stała szybkości reakcji, -
T – temperatura bezwzględna, K
t – czas, s
 $tg\delta$ – współczynnik strat dielektrycznych, -
U, $U(\omega)$ – napięcie, V
WRS – względna zawartość wody w oleju, w stosunku do stanu nasycenia w danej temperaturze, %
Z, $Z(\omega)$ – impedancja, Ω

- ε – względna przenikalność elektryczna, -
- ε_0 – bezwzględna przenikalność elektryczna próżni, $\varepsilon_0=8,841941283 \cdot 10^{-12}$ F/m
- η – liczba pęknięć łańcucha celulozy, -
- σ – przewodność elektryczna właściwa, S/m
- χ – podatność dielektryczna, -
- ω – częstotliwość kołowa $\omega=2\pi f$, 1/rad

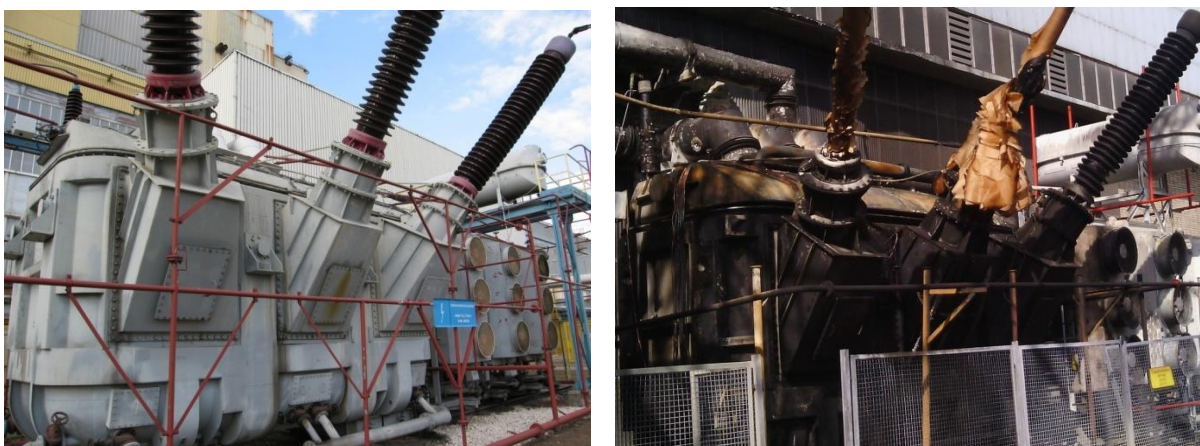
1 Wprowadzenie

Stan techniczny izolatorów przepustowych w znacznym stopniu decyduje o niezawodności pracy transformatorów energetycznych. Według różnych zagranicznych źródeł kilkanaście procent awarii transformatorów [158] spowodowanych jest defektem przepustu (rys. 1.1).



Rys. 1.1. Statystyka przyczyn awarii transformatorów energetycznych wg [158]

Najwięcej awarii kończących się pożarem transformatora, degradacją otoczenia i poważnymi stratami materialnymi związanych jest z eksplozją izolatora (rys. 1.2).



Rys. 1.2. Transformator blokowy przed i po pożarze, spowodowanym przez uszkodzenie izolatora przepustowego

Pomimo, że wielu użytkowników przeprowadza badania diagnostyczne izolatorów, zdarzają się jednak przypadki uszkodzeń, które nastąpiły w niedługim czasie po ich przeprowadzeniu [42]. Jak się okazuje, zalecane przez producentów badania ograniczające się do pomiarów współczynnika strat dielektrycznych i pojemności izolatorów są niewystarczające dla zapewnienia ich bezpiecznej pracy zwłaszcza, że w Polsce zainstalowanych jest dużo przepustów starych, eksploatowanych od momentu wyprodukowania transformatora [10].

Podobna sytuacja występuje również w całej światowej energetyce, stąd istnieje potrzeba lepszego zrozumienia procesów zachodzących we wnętrzu izolatora oraz zjawisk prowadzących do uszkodzenia. Prace zmierzające do analizy przyczyn awarii izolatorów oraz metod identyfikacji zagrożeń dla ich eksploatacji zostały podjęte w latach 90-tych XX wieku [99]. Od tego czasu poszukuje się nowych metod badania izolatorów jak i wykorzystania sprawdzonych sposobów diagnostyki papierowo-olejowych układów izolacyjnych. Choć publikacje na temat starzenia się papierowo-olejowych układów izolacyjnych dotyczą przede wszystkim transformatorów [96, 101, 103], to w przypadku izolatorów występują podobne mechanizmy starzenia elektrycznego, cieplnego, mechanicznego i środowiskowego, stąd obserwuje się próby analizy stanu tych urządzeń za pomocą metod stosowanych w badaniach transformatorów.

Problematyka niezawodności izolatorów przepustowych oraz diagnozowania ich stanu technicznego jest stale aktualna. Na forum międzynarodowym Komitet Wielkich Sieci CIGRE powołał w 2010 roku grupę roboczą A2.43 "Transformer Bushings Reliability" (której autor jest aktywnym członkiem), zajmującą się analizą przyczyn awarii izolatorów oraz metodami ich badania. Prace Grupy mają być zakończone publikacją broszury technicznej zawierającej m.in. rekomendowane metody pomiarowe oraz wytyczne oceny stanu technicznego izolatorów przepustowych. W Polsce prace prowadzone od kilku lat przez Energopomiar-Elektryka (przy współdziałaniu autora) zaowocowały wprowadzeniem do Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów (RIET) wydanej w 2012 roku zalecenia badania pobieranych z izolatorów próbek oleju o małej objętości w zakresie analizy chromatograficznej rozpuszczonych gazów (DGA) oraz zawartości wody rozpuszczonej. Mają one na celu wykrywanie wylądowań elektrycznych i przegrzań oraz oszacowanie zawilgocenia wnętrza izolatora. Inne badania oleju stosuje się rzadziej, gdyż wymagają pobierania większych próbek, a wtedy trzeba uzupełniać ubytki izolacji ciekłej, co z kolei

wpływa na uzyskiwane wyniki. Dlatego do poprawy wykrywalności defektów izolatorów konieczne jest wprowadzenie również innych metod pomiarowych, w tym opartych o zjawiska polaryzacyjne, takich jak spektroskopia dielektryczna w dziedzinie częstotliwości (FDS). Metoda ta wykorzystywana jest głównie do szacowania zawilgocenia izolacji papierowej transformatorów [102, 114] i ostatnio także izolatorów. Autor zastosował tę metodę również do wykrywania przebicia między warstwami izolacji rdzenia izolatorów, stopnia zesterzenia papieru oraz, łącznie z wynikami badań oleju, do pełniejszej oceny ich stanu. W celu zbadania przydatności metody FDS do oceny stanu izolatora, a także określenia niektórych aspektów jej zastosowania, w ramach niniejszej pracy został zaprojektowany oraz wykonany model, który poddano próbom mającym na celu zasymulowanie starzenia i rozwoju defektu w izolatorze. Uzyskane wyniki porównano z wynikami badań rzeczywistych izolatorów. Oprócz tego na podstawie posiadanej bazy wyników dokonano analizy statystycznej zawilgocenia izolacji papierowej populacji izolatorów uzyskanego na podstawie pomiaru zawartości wody w oleju i w oparciu o metodę FDS oraz obliczono ich korelację. Wartości stężeń gazów w oleju izolatorów przybliżono rozkładem Weibulla i w oparciu o parametry tego rozkładu obliczono wartości kryterialne dla poszczególnych składników oraz porównano je wartościami podawanymi przez normy i zalecenia producentów [139, 149, 160, 173].

2 Cel, teza i zakres rozprawy

Cel pracy:

Celem pracy jest ocena możliwości wykrywania zestarzenia izolatorów przepustowych typu OIP za pomocą metody spektroskopii w dziedzinie częstotliwości (FDS) i wyników badań oleju, a co za tym idzie, zapobieganie rozwojowi uszkodzeń prowadzących do awarii transformatorów i strat materialnych.

Teza pracy:

"Zawilgocenie izolatorów przepustowych typu OIP można skutecznie określić wykorzystując metodę FDS. W połączeniu z analizą wyników badań oleju możliwe jest także określenie stanu zestarzenia układu izolacyjnego i wczesne wykrycie zwarć między foliami przewodzącymi rozmieszczonymi w rdzeniu izolatora kondensatorowego."

Zakres pracy obejmuje:

1. Studia literaturowe dotyczące:
 - konstrukcji izolatorów przepustowych,
 - mechanizmów starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego,
 - metod diagnostycznych stosowanych w badaniach izolatorów.
2. Analizę możliwości wykrywania zmian w papierowo-olejowym układzie izolacyjnym za pomocą metody FDS (model obliczeniowy).
3. Zaprojektowanie i wykonanie modelu papierowo-olejowego układu izolacyjnego przepustu (model fizyczny).
4. Badania modelowe wpływu starzenia, temperatury oraz przebicia warstwy dielektryka na charakterystyki układu izolacyjnego otrzymywane metodą FDS.
5. Analizę wyników badań izolatorów przepustowych w eksploatacji, przeprowadzonych metodą FDS oraz otrzymanych przez analizę próbek oleju pobranych z izolatorów, w tym:
 - powiązanie stopnia zawilgocenia określonego metodą FDS z wynikami zawartości wody w oleju mierzonej metodą chemiczną Karla Fischera,
 - weryfikację zalecanych kryteriów dotyczących stężenia gazów w oleju w oparciu o metody statystyczne.
6. Analizę wyników otrzymanych różnymi metodami - przykłady łącznego praktycznego zastosowania metody FDS i badań oleju, w szczególności analizy DGA.

3 Charakterystyka budowy, konstrukcji i zasady działania transformatorowych izolatorów przepustowych typu kondensatorowego

Izolatory przepustowe stosowane w transformatorach energetycznych służą do przeprowadzenia przewodów (torów prądowych) przez pokrywę kadzi w celu połączenia wyprowadzeń uzwojeń z linią napowietrzną (rys. 3.1) [140]. Ich głównym zadaniem jest zapewnienie odpowiedniej izolacji między torem prądowym będącym pod wysokim napięciem roboczym, a uziemioną kadzią.

Ze względu na pracę izolatora w dwóch ośrodkach: powietrzu (nad kadzią) i oleju (w kadzi transformatora) ma on niesymetryczną budowę, przy czym część napowietrzna jest dłuższa od części zanurzonej w oleju.



Rys. 3.1. Widok izolatorów przepustowych WN zamontowanych na transformatorze

Przy napięciach przekraczających 30 kV stosuje się przepusty typu kondensatorowego, z polem elektrycznym sterowanym metodą pojemnościową. Metoda ta polega na takim dobraniu pojemności układu izolacyjnego, aby zmniejszyć nierównomierność rozkładu natężenia pola elektrycznego wewnątrz izolacji, szczególnie w okolicy kołnierza przepustu (przejścia przez kadź), gdzie występują największe gradienty potencjału. Uzyskuje się to dzięki naprzemiennemu zastosowaniu warstw izolacyjnych i warstw przewodzących wykonanych w postaci ekranów [125, 126].


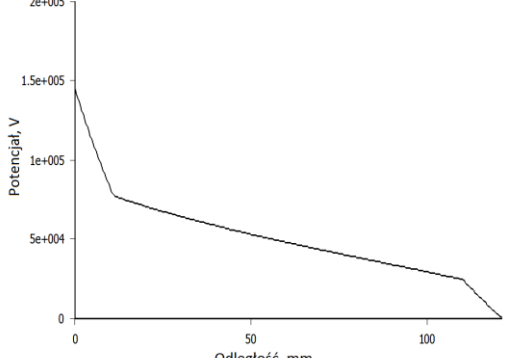
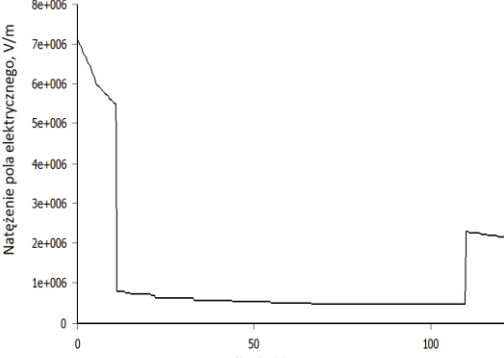

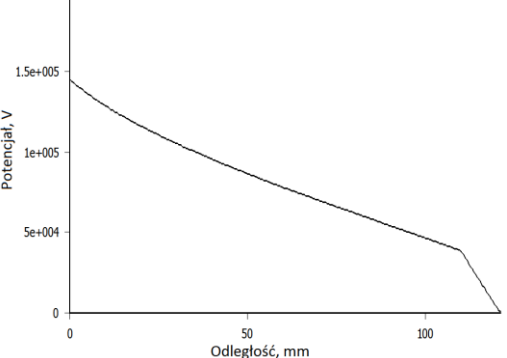
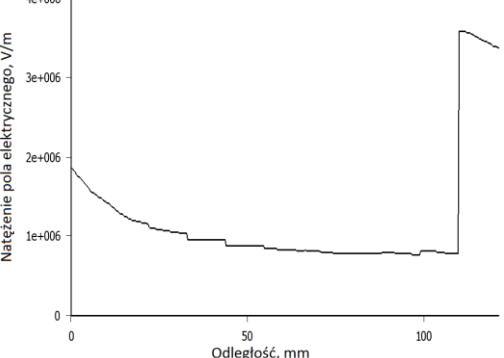
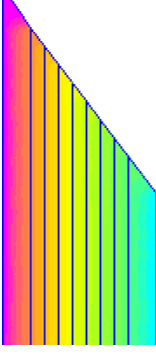
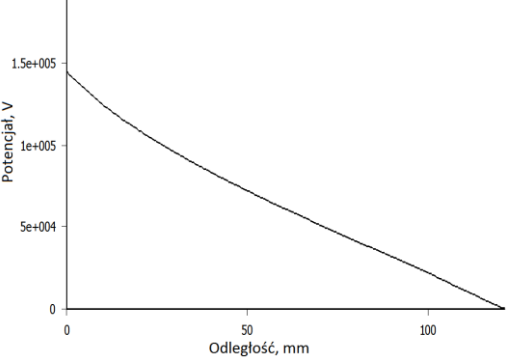
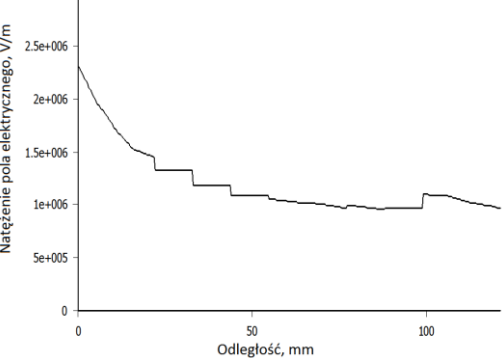
W praktyce stosuje się trzy warianty sterowania rozkładem pola według następujących kryteriów [26]:

- zachowanie stałości składowej promieniowej natężenia pola elektrycznego (kierunek od toru prądowego do uziemionego brzegu izolatora),
- zachowanie stałości składowej osiowej (kierunek wzdłuż osi przewodu prądowego),
- zachowanie stałości stosunku składowych promieniowej i osiowej.

Przykład procedury obliczeniowej, której celem jest osiągnięcie odpowiednio równomiernego rozkładu natężenia pola elektrycznego, podano m.in. w pracy [26]. Niewielkie zmiany w rozmieszczeniu ekranów przewodzących powodują istotne różnice w rozkładzie natężenia pola, co zilustrowano na przykładzie przedstawionym w tabeli 3.1.

Dla zilustrowania rozkładu natężenia pola elektrycznego autor przeprowadził obliczenia w programie FEMM [166], opierając się na danych izolatora typu OIP na napięcie 145 kV opisanych w pracy [121]. Przyjęto założenie, że średnica rdzenia izolatora wynosi 280 mm, a grubość warstwy papieru: 11 mm lub 22 mm.

Tabela 3.1. Rozkład potencjału i natężenia pola elektrycznego w układzie izolacyjnym w zależności od rozmieszczenia ekranów sterujących [opracowanie własne]

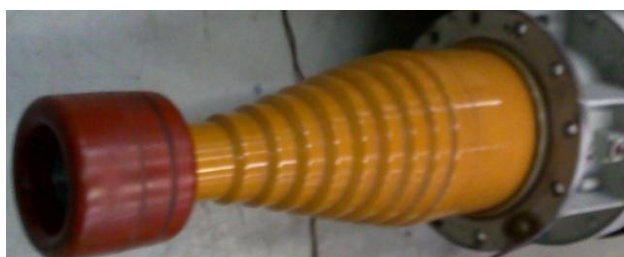
Rozkład potencjału	Wykres rozkładu potencjału	Wykres rozkładu natężenia pola																																												
Skala kolorów [V]	<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <table border="0"> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.378e+005 : >1.450e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.305e+005 : 1.378e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.233e+005 : 1.305e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.160e+005 : 1.233e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.088e+005 : 1.160e+005</td></tr> </table> </td> <td style="vertical-align: top;"> <table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.015e+005 : 1.088e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>9.425e+004 : 1.015e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>8.700e+004 : 9.425e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.975e+004 : 8.700e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+004 : 7.975e+004</td></tr> </table> </td> </tr> </table>	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.378e+005 : >1.450e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.305e+005 : 1.378e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.233e+005 : 1.305e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.160e+005 : 1.233e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.088e+005 : 1.160e+005</td></tr> </table>		1.378e+005 : >1.450e+005		1.305e+005 : 1.378e+005		1.233e+005 : 1.305e+005		1.160e+005 : 1.233e+005		1.088e+005 : 1.160e+005	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.015e+005 : 1.088e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>9.425e+004 : 1.015e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>8.700e+004 : 9.425e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.975e+004 : 8.700e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+004 : 7.975e+004</td></tr> </table>		1.015e+005 : 1.088e+005		9.425e+004 : 1.015e+005		8.700e+004 : 9.425e+004		7.975e+004 : 8.700e+004		7.250e+004 : 7.975e+004	<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>6.525e+004 : 7.250e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.800e+004 : 6.525e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.075e+004 : 5.800e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>4.350e+004 : 5.075e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>3.625e+004 : 4.350e+004</td></tr> </table> </td> <td style="vertical-align: top;"> <table border="0"> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.900e+004 : 3.625e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.175e+004 : 2.900e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.450e+004 : 2.175e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+003 : 1.450e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td><0.000e+000 : 7.250e+003</td></tr> </table> </td> </tr> </table>	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>6.525e+004 : 7.250e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.800e+004 : 6.525e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.075e+004 : 5.800e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>4.350e+004 : 5.075e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>3.625e+004 : 4.350e+004</td></tr> </table>		6.525e+004 : 7.250e+004		5.800e+004 : 6.525e+004		5.075e+004 : 5.800e+004		4.350e+004 : 5.075e+004		3.625e+004 : 4.350e+004	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.900e+004 : 3.625e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.175e+004 : 2.900e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.450e+004 : 2.175e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+003 : 1.450e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td><0.000e+000 : 7.250e+003</td></tr> </table>		2.900e+004 : 3.625e+004		2.175e+004 : 2.900e+004		1.450e+004 : 2.175e+004		7.250e+003 : 1.450e+004		<0.000e+000 : 7.250e+003
<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.378e+005 : >1.450e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.305e+005 : 1.378e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.233e+005 : 1.305e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.160e+005 : 1.233e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FF00FF; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.088e+005 : 1.160e+005</td></tr> </table>		1.378e+005 : >1.450e+005		1.305e+005 : 1.378e+005		1.233e+005 : 1.305e+005		1.160e+005 : 1.233e+005		1.088e+005 : 1.160e+005	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.015e+005 : 1.088e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>9.425e+004 : 1.015e+005</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>8.700e+004 : 9.425e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.975e+004 : 8.700e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFA500; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+004 : 7.975e+004</td></tr> </table>		1.015e+005 : 1.088e+005		9.425e+004 : 1.015e+005		8.700e+004 : 9.425e+004		7.975e+004 : 8.700e+004		7.250e+004 : 7.975e+004																									
	1.378e+005 : >1.450e+005																																													
	1.305e+005 : 1.378e+005																																													
	1.233e+005 : 1.305e+005																																													
	1.160e+005 : 1.233e+005																																													
	1.088e+005 : 1.160e+005																																													
	1.015e+005 : 1.088e+005																																													
	9.425e+004 : 1.015e+005																																													
	8.700e+004 : 9.425e+004																																													
	7.975e+004 : 8.700e+004																																													
	7.250e+004 : 7.975e+004																																													
<table border="0"> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>6.525e+004 : 7.250e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.800e+004 : 6.525e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>5.075e+004 : 5.800e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>4.350e+004 : 5.075e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #FFFF00; width: 10px; height: 10px;"></td><td>3.625e+004 : 4.350e+004</td></tr> </table>		6.525e+004 : 7.250e+004		5.800e+004 : 6.525e+004		5.075e+004 : 5.800e+004		4.350e+004 : 5.075e+004		3.625e+004 : 4.350e+004	<table border="0"> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.900e+004 : 3.625e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>2.175e+004 : 2.900e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>1.450e+004 : 2.175e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td>7.250e+003 : 1.450e+004</td></tr> <tr><td style="background-color: #90EE90; width: 10px; height: 10px;"></td><td><0.000e+000 : 7.250e+003</td></tr> </table>		2.900e+004 : 3.625e+004		2.175e+004 : 2.900e+004		1.450e+004 : 2.175e+004		7.250e+003 : 1.450e+004		<0.000e+000 : 7.250e+003																									
	6.525e+004 : 7.250e+004																																													
	5.800e+004 : 6.525e+004																																													
	5.075e+004 : 5.800e+004																																													
	4.350e+004 : 5.075e+004																																													
	3.625e+004 : 4.350e+004																																													
	2.900e+004 : 3.625e+004																																													
	2.175e+004 : 2.900e+004																																													
	1.450e+004 : 2.175e+004																																													
	7.250e+003 : 1.450e+004																																													
	<0.000e+000 : 7.250e+003																																													
																																														
Izolator przepustowy z dziesięcioma ekranami ułożonymi w jednakowych odstępach (11 mm)																																														
																																														
Izolator przepustowy z dziewięcioma ekranami (pierwszy odstęp 22 mm, pozostałe 11 mm)																																														
																																														
Izolator przepustowy z ośmioma ekranami (odstęp: 22 mm - 7x11 mm - 22 mm)																																														

Dążąc do optymalizacji rozkładu natężenia pola elektrycznego stosuje się zarówno różną grubość warstw izolacyjnych jak i różną długość i materiały ekranów oraz sposoby ich rozmieszczenia [1, 14, 34, 37, 39, 40, 75]. Ekranu sterujące mogą dochodzić do powierzchni

rdzenia; ich długość może być mniejsza niż sąsiednich warstw izolacji. Jest to istotne szczególnie w dolnej części przepustu, która w pierwszym przypadku przybiera kształt stożkowy (rys. 3.2), a w drugim schodkowy (rys. 3.3).



Rys. 3.2. Stożkowe ukształtowanie dolnej części rdzenia izolatora 400 kV [fot. własna]



Rys. 3.3. Schodkowe ukształtowanie dolnej części rdzenia izolatora 245 kV [fot. własna]

Stożkowe ukształtowanie części dolnej rdzenia pozwala zmniejszyć jej długość dzięki większej wytrzymałości powierzchniowej [125]. Ze względu na rodzaj materiałów tworzących rdzeń izolacyjny zazwyczaj wyróżnia się trzy typy izolatorów, których podstawowe cechy podano w tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Podział izolatorów ze względu na materiały izolacyjne zastosowane do budowy rdzenia wg [121, 125]

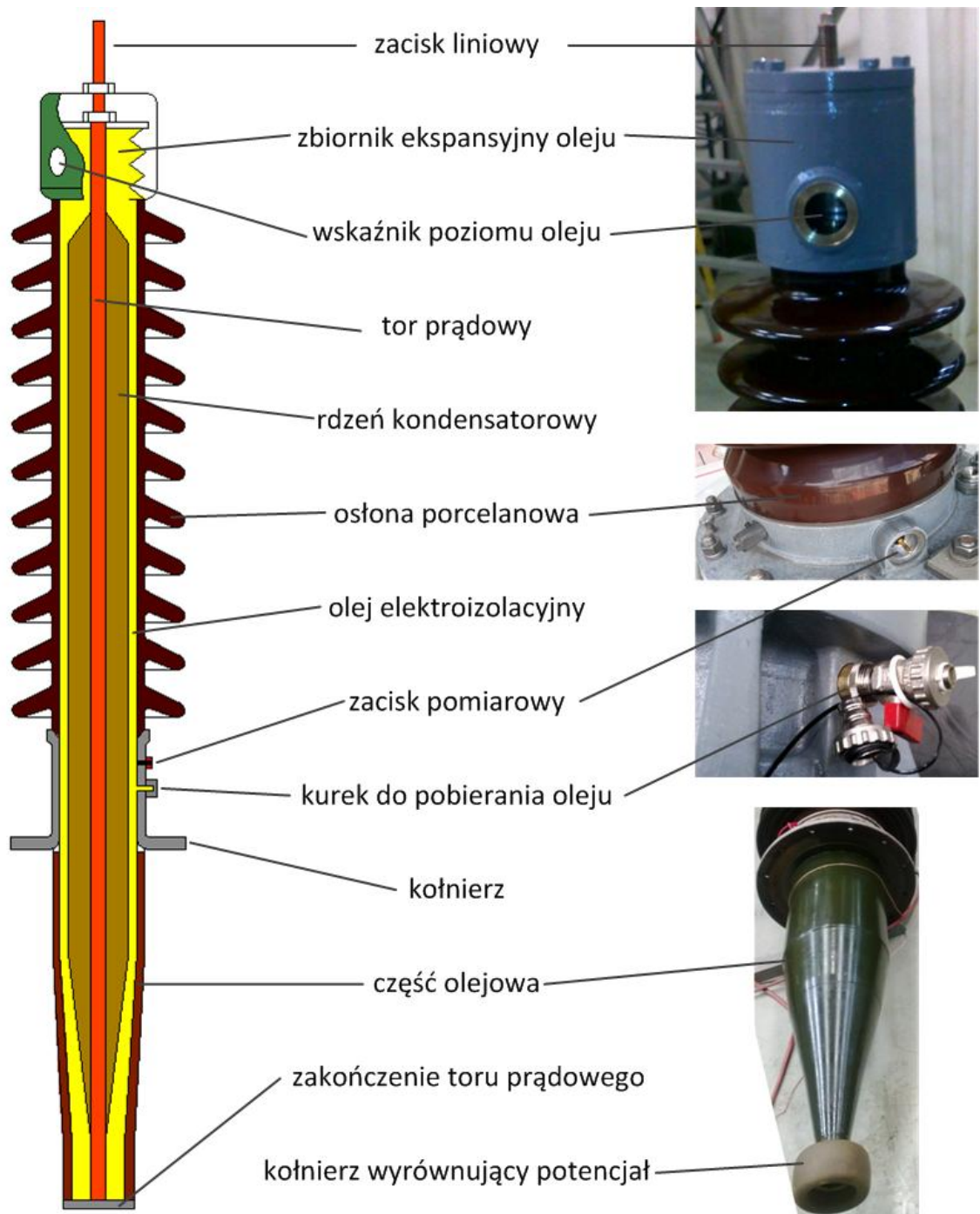
Lp.	Typ izolatora	Rodzaj izolacji	Materiał izolacyjny stały	Wypełnienie
1.	OIP Oil Impregnated Paper	Miękka, układ papier–olej mineralny	Papier izolacyjny gładki	Olej mineralny
2.	RBP Resin Bonded Paper	Twarda, kompozyt polimerowy	Papier izolacyjny gładki powlekany żywicą formaldehydową lub epoksydową	Olej mineralny lub masa izolacyjna
3.	RIP Resin Impregnated Paper	Twarda, kompozyt polimerowy	Papier izolacyjny marszczony impregnowany żywicą epoksydową	Olej mineralny lub żel izolacyjny

Niniejsza dysertacja dotyczy izolatorów z izolacją olejowo-papierową (OIP). Stanowią one przeważającą większość wśród izolatorów na napięcia 220 kV i wyższe. Ich zaletą są dobre właściwości elektryczne, odporność cieplna i stabilna zależność współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od temperatury, a wadą jest podatność na zawilgocenie [126].

Konstrukcja mechaniczna izolatorów przepustowych jest stosunkowo prosta. Na metalowej (zwykle miedzianej) rurze nawiniętych jest kilkanaście do kilkudziesięciu warstw materiału izolacyjnego rozdzielonych warstwami przewodzącymi (folią metalową lub papierem półprzewodzącym) tworzących rdzeń, który jest otoczony na całej długości osłoną. Osłona części napowietrznej wykonana jest z porcelany lub tworzywa kompozytowego, w postaci kloszy, których wymiary i rozmieszczenie zależą od wymaganej wytrzymałości elektrycznej w danych warunkach środowiska pracy. Górna część osłony zakończona jest zbiornikiem oleju z głowicą, służącą do połączenia przewodu z zaciskiem sieciowym izolatora oraz uszczelniania konstrukcji. W części olejowej przepustu można wyróżnić metalowy odcinek w postaci walca, na którym montowane są przekładniki prądowe oraz osłonę rdzenia kondensatorowego. Osłona ta, o kształcie zbliżonym do stożka, wykonana jest najczęściej z olejoodpornego tworzywa sztucznego (rzadziej porcelany), o powierzchni gładkiej lub słabo uźebrowanej. Na dolnym końcu osłony zwykle znajduje się pierścień wyrównujący potencjał. Przestrzeń między rdzeniem, a osłoną zewnętrzną wypełniona jest olejem izolacyjnym. Tor prądowy, w zależności o natężenia prądu, stanowi miedziana lub mosiężna rura nośna lub też linka albo pręt miedziany o dużym przekroju. Schemat budowy izolatora przepustowego typu OIP przedstawiono na rys. 3.4.

Konstrukcja izolatora, oprócz naprężeń elektrycznych, musi wytrzymać obciążenia mechaniczne i cieplne [125]. Pod względem mechanicznym izolator może być obciążony zewnętrzną siłą zginającą, przyłożoną do głowicy, prostopadłą do jego osi. Obciążenie to przenoszone jest przez zewnętrzną osłonę, a największe naprężenia mechaniczne występują w miejscu mocowania osłony do kołnierza.

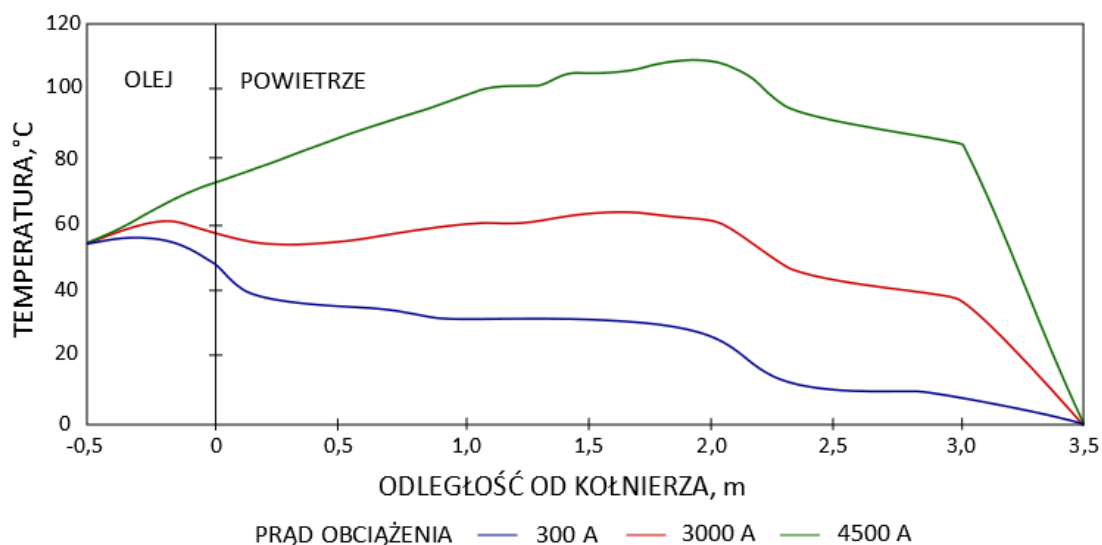
Konstrukcja przepustu powinna wytrzymać dynamiczne siły zginające występujące podczas zwarcia, pochodzące od prądu zwarciovego. Niekiedy rura wewnętrzna pełni rolę konstrukcji "ściąągającej" elementy izolatora: nakładaną osłonę porcelanową, mocowaną do kołnierza, na uszczelce ściskanej przez sprężynę i śrubę na górnym końcu rury. Zatem w obliczeniach mechanicznych należy uwzględnić siły ściskające, zapewniające szczelność przepustu.



Rys. 3.4. Schemat budowy izolatora przepustowego typu OIP [opracowanie własne]

Producenci izolatorów przepustowych podają graniczny kąt odchylenia izolatora od pionu, przy którym zapewniona jest odpowiednia wytrzymałość mechaniczna. Obciążenia cieplne izolatora przepustowego związane są z jego nagrzewaniem od toru prądowego, przy czym dla uproszczenia zakłada się, że wymiana ciepła z otoczeniem zachodzi tylko w części napowietrznej. Przy obliczeniach należy uwzględnić zarówno pracę izolatora w stanie cieplnie ustalonym, przy przepływie prądu znamionowego, jak i przypadki awaryjne

(zwarcia), gdy przez tor prądowy płynie prąd, którego natężenie wielokrotnie przekracza wartość znamionową (rys. 3.5) [117].



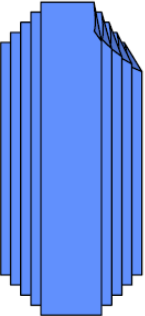
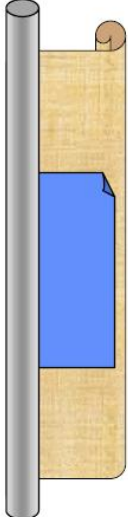
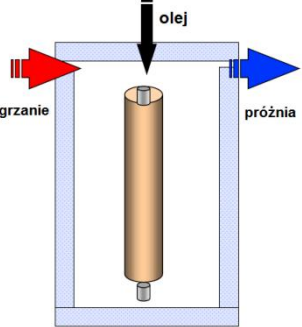


Rys. 3.5. Rozkład temperatury wzdłuż izolatora przepustowego przy różnych wartościach prądu obciążenia wg [117]

Obliczenia przeprowadzane są iteracyjnie według odpowiednich procedur [112, 117, 125]. Temperatura maksymalna, jaka może wystąpić w izolatorze, nie powinna przekroczyć 105°C w przypadku przepustów typu OIP i 120°C dla izolatorów RBP i RIP.

Schemat procesu produkcji izolatora przepustowego typu OIP, w którym szczególnie ważne jest właściwe wysuszenie i impregnacja rdzenia kondensatorowego, przedstawiono w sposób poglądowy na rys. 3.6.

Na rurze nośnej nawijany jest gładki papier izolacyjny, w odpowiednich odległościach od rdzenia nawijane są również arkusze folii aluminiowej o właściwie dobranej szerokości. Po uformowaniu rdzenia, jest on suszony w komorze próżniowej, a następnie impregnowany olejem izolacyjnym o niskiej zawartości wody. Końcowy montaż polega na połączeniu rdzenia z kołnierzem izolatora, przy czym ostatnia warstwa folii przewodzącej połączona jest z trzpieniem zacisku pomiarowego, znajdującego się w części kołnierzowej. Następnie nakłada się osłony zewnętrzne i napełnia przestrzeń między rdzeniem a osłoną olejem. W przestrzeni nadolejowej wytwarza się nadciśnienie poprzez wpompowanie azotu. Poduszka gazowa ma kompensować zmiany objętości oleju, a utrzymywanie nadciśnienia - zapobiegać wnikaniu wilgoci z powietrza atmosferycznego.

Materiały tworzące rdzeń kondensatorowy			Procesy produkcyjne	
Rura	Papier	Folia aluminiowa	Proces nawijania	Suszenie i impregnacja
				

Rys. 3.6. Proces produkcji rdzenia kondensatorowego izolatora przepustowego [169]

Kompletny izolator poddaje się próbom wyrobu według normy [141], które obejmują:

- pomiar współczynnika strat dielektrycznych i pojemności w temperaturze otoczenia,
- próbę udarem piorunowym (tylko dla izolatorów na napięcie ≥ 245 kV),
- próbę wytrzymałości napięciowej przy częstotliwości sieciowej,
- pomiar intensywności wyładowań niepełnych,
- pomiar rezystancji zacisku pomiarowego,
- próbę szczelności (izolatora i kołnierza),
- oględziny oraz sprawdzenie wymiarów.

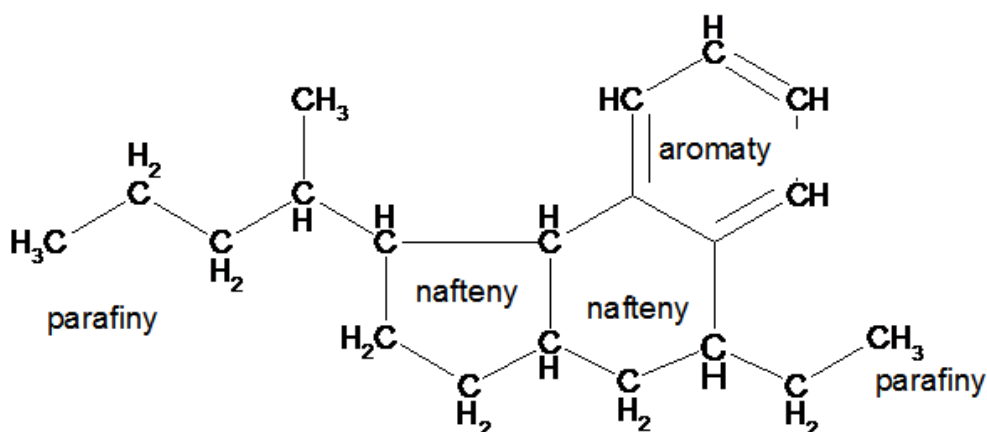
Wyniki pomiaru pojemności i współczynnika strat $\text{tg}\delta$ powinny zostać wypisane na tabliczce znamionowej, której zawartość określona jest w normie [141].

4 Mechanizmy starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego izolatorów i możliwości jego oceny metodą FDS oraz na podstawie wyników badania oleju

4.1 Materiały tworzące układ izolacyjny izolatora OIP

Olej mineralny i papier elektroizolacyjny stosowane do budowy bloku kondensatorowego izolatorów OIP są najbardziej rozpowszechnionymi organicznymi materiałami izolacyjnymi, stosowanymi m.in. w transformatorach i szeroko opisanymi w literaturze [89, 90, 123, 126, 127, 134, 174].

Olej mineralny jest mieszaniną połączonych ze sobą ciekłych węglowodorów o różnych strukturach (parafinowych, naftenowych i aromatycznych) (rys. 4.1) oraz niewielkiej ilości związków chemicznych z tlenem, azotem i siarką [174].



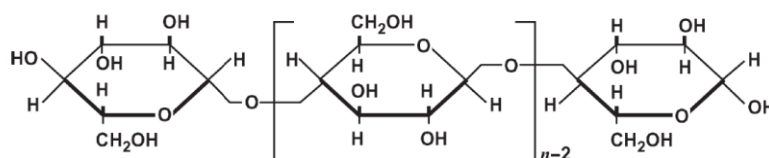
Rys. 4.1. Budowa typowej cząsteczki oleju izolacyjnego [rys. własny]

Skład olejów jest różnorodny i zależy od rodzaju surowca (złoża ropy naftowej), technologii produkcji oraz dodatków, zastosowanych w celu uzyskania odpowiednich właściwości dielektrycznych, fizykochemicznych i cieplnych. W zależności od zawartości inhibitorów utleniania według obecnych wymagań oleje izolacyjne dzielą się na trzy grupy [143]:

- inhibitowane I (*Inhibited*),
- śladowo inhibitowane T (*Trace inhibited*),
- nieinhibitowane (*Uninhibited*).

W izolatorach przepustowych stosuje się zazwyczaj oleje inhibitowane lub mieszaniny oleju mineralnego z dodecylobenzenem (DDB) czyli węglowodorem parafinowym połączonym z grupą fenylową.

Papier izolacyjny wytwarzany jest w Europie z drewna drzew iglastych. W tak zwanym procesie Krafta usuwa się z niego niepożądane składniki, pozostawiając kilkanaście procent pentozanów i lignin, a resztę (około 90%) stanowi czysta celuloza, tworząca długie, proste łańcuchy złożone z n komórek glikozowych. Ich średnia liczba w cząsteczkach celulozy określana jest jako średni stopień polimeryzacji DP ; decyduje ona o wytrzymałości mechanicznej papieru (rys. 4.2).



Rys. 4.2. Schemat cząsteczki celulozy; n liczba cząstek monomeru w łańcuchu [89]

Papier łatwo wchłania wodę i powietrze, jednak po wysuszeniu i zaimpregnowaniu olejem, staje się doskonałym materiałem izolacyjnym, o bardzo dobrej wytrzymałości elektrycznej i trwałości.

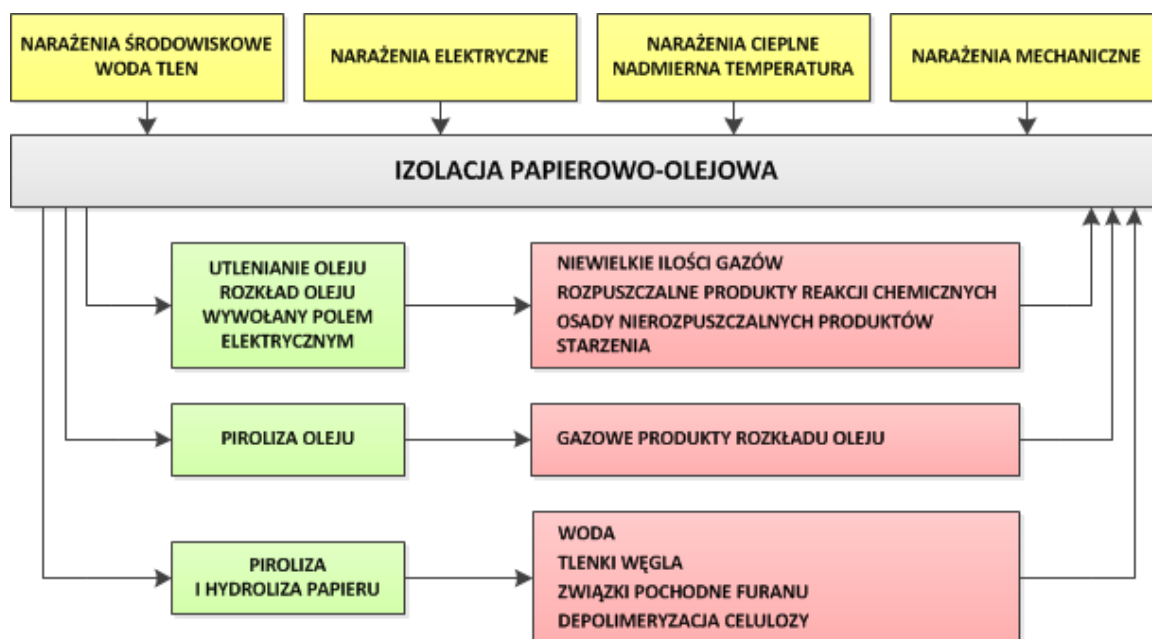
4.2 Mechanizmy starzenia oleju i papieru izolacyjnego

Starzenie układów izolacyjnych definiowane jest jako proces nieodwracalnych zmian ich właściwości pod wpływem narażeń cieplnych, elektrycznych, mechanicznych i środowiskowych występujących w trakcie eksploatacji [126, 147]. W przypadku izolacji papierowo-olejowej czynnikami powodującymi starzenie są: temperatura, pole elektryczne, tlen i woda, a główne typy reakcji chemicznych, które zachodzą pod ich wpływem to: utlenianie i hydroliza, natomiast w temperaturach przekraczających 100°C – piroliza. Przebiegają one łącznie, w wydzieleniu gazowych, ciekłych i stałych produktów rozkładu, z których część rozpuszcza się w oleju lub pozostaje związana w papierze. Ogólny mechanizm tych zjawisk został opisany m.in. w pracach [22, 31, 73].

Na szybkość starzenia w przypadku izolatorów przepustowych istotny wpływ mają też inne czynniki jak np. niejednorodność rozkładu pola elektrycznego oraz nieszczelności osłony

i uszczelek, decydujące o nadmiernym zawilgoceniu układu izolacyjnego. Obecność wody i dostęp tlenu powodują pogorszenie właściwości mechanicznych papieru i zmniejszenie odporności na udary typu elektrycznego, a także wzrost zanieczyszczenia całego układu olejowo-papierowego, które przyspiesza dalszą jego degradację [65].

Poglądowy schemat procesu starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego przepustu oraz wpływające na niego czynniki przedstawiono na (rys. 4.3).



Rys. 4.3. Czynniki wpływające na proces starzenia papieru impregnowanego olejem [opracowanie własne]

Najbardziej podatny na starzenie jest olej izolacyjny, którego rozkład w izolatorze nowym, o szczelnej konstrukcji, spowodowany jest głównie działaniem pola elektrycznego i temperatury. Podczas eksploatacji urządzenia zazwyczaj zwiększa się wpływ utleniania, w wyniku którego zachodzą podobne reakcje chemiczne, a ich mechanizm jest opisany m. in. w [155]. Pod wpływem energii pola elektrycznego lub obecności tlenu najpierw powstają wolne rodniki i nadtlenki, a następnie związki o charakterze polarnym (woda, alkohole, aldehydy, ketony, kwasy organiczne, estry i mydła), które rozpuszczają się w oleju, powodując pogorszenie jego parametrów. Rodniki o małej masie cząsteczkowej rekombinują ze sobą tworząc niewielkie ilości gazów (wodór, węglowodory, głównie nasycone i tlenki węgla), które również rozpuszczają się w oleju. W późnych etapach starzenia, z połączenia związków chemicznych o dużej masie cząsteczkowej tworzy się nierozpuszczalny w oleju osad.

Degradacja papieru izolacyjnego, polegająca głównie na depolimeryzacji celulozy, następuje wskutek złożonego ciągu reakcji chemicznych przebiegających już w niskiej temperaturze. Procesy te rozpoczynają się od utleniania, wskutek którego tworzy się woda, tlenki węgla i kwasy organiczne. Pod wpływem jonów wodoru zachodzi hydroliza papieru, następuje pękanie długich łańcuchów celulozy (spadek wartości DP), powstają tlenki węgla i związki pochodne furanu oraz nowe cząsteczki wody, których obecność wywołuje dalszą hydrolizę. W wyższych temperaturach przekraczających 140°C następuje piroliza papieru, który brązowieje, a następnie (powyżej 300°C) ulega zwęgleniu. Pochodne furanu są charakterystycznymi produktami reakcji rozkładu celulozy, wśród których najwyższą rozpuszczalność w oleju wykazuje 2-furfural (2-FAL) i dlatego stosowany jest do oceny stopnia zesterzenia papieru. Pozostałe pochodne: 5-hydroksymetylofurfural (5-HMF), alkohol 2-furfurylowy (2-FOL), 2-acetylofuran (2-ACF) i 5-metylo-2-furfural (5-MEF) mają mniejsze znaczenie diagnostyczne, ponieważ pozostają związane w papierze i tylko w niewielkim stopniu przechodzą do oleju. Stosunek między stężeniem w oleju i w papierze jest różny dla każdego z tych związków i wzrasta wraz ze wzrostem temperatury. Z kolei wilgotny papier bardziej wiąże pochodne furanu niż suchy i przy tym samym DP ich stężenia w oleju są niższe [139].

Nowy papier elektroizolacyjny ma wartość DP wynoszącą około 1100-1300, która w trakcie suszenia spada o około 10% i podczas eksploatacji ulega dalszemu obniżeniu. Do wartości DP około 600-500 wytrzymałość mechaniczna utrzymuje się jeszcze na poziomie podobnym jak dla papieru nowego, a w zakresie 500-200 obniża się proporcjonalnie do DP , stąd wartość DP jest miarą zesterzenia celulozy. Uważa się, że przy $DP=250-300$ papier ma 50% swojej początkowej wytrzymałości [90], a przy $DP<150$, tylko 20% [22]. Wartość $DP=200$ zazwyczaj przyjmuje się jako "koniec czasu eksploatacji" izolacji papierowej [155]. Zależność między liczbą pęknięć łańcucha celulozy (η) a zmierzoną wartością DP wyraża się wzorem (4.1) [155]:

$$\eta = \frac{DP_0}{DP_t} - 1 \quad (4.1)$$

gdzie: DP_0 oznacza początkowy stopień polimeryzacji, a DP_t wartość tego wskaźnika po czasie t .

Z kolei związek między aktualnym i początkowym wskaźnikiem DP opisany jest prawem Arrheniusa [98, 155], uwzględniającym wpływ temperatury na proces starzenia papieru:

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A e^{\frac{-E}{RT}t} \quad (4.2)$$

gdzie:

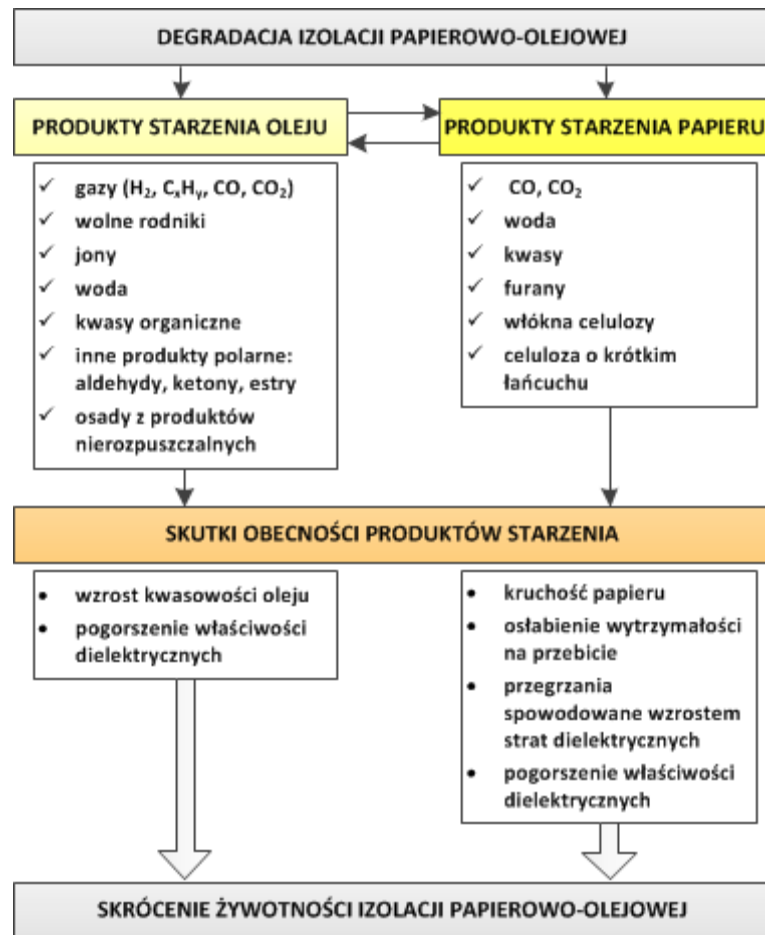
- A – stała,
- E – energia aktywacji [J/mol],
- R – stała gazowa [J/(mol·K)],
- T – temperatura absolutna [K],
- t – czas.

Energia aktywacji definiowana jest jako minimalna ilość energii potrzebnej do przeprowadzenia reakcji chemicznej, w tym przypadku prowadzącej do pęknięć łańcucha celulozy. Im wyższa energia aktywacji, tym większa odporność materiału na czynniki prowadzące do jego degradacji [78]. Z uwagi na złożoność procesów rozkładu układu papierowo-olejowego, wartość energii aktywacji jest wypadkową energii poszczególnych reakcji. Dla trzech głównych procesów rozkładu celulozy: hydrolizy, utleniania i pirolizy, całkowita ilość pęknięć łańcucha celulozy (zmiana DP) wyrażona jest wzorem (4.3) [155]:

$$\eta = \left(A_o e^{\frac{-E_o}{RT}} + A_H e^{\frac{-E_H}{RT}} + A_P e^{\frac{-E_P}{RT}} \right) t \quad (4.3)$$

gdzie: A_o , E_o , A_H , E_H , A_P , E_P , to odpowiednio stałe i energie aktywacji procesów utleniania, hydrolizy i pirolizy.

Poglądowy schemat starzenia papierowo-olejowego układu izolacyjnego oraz powstające produkty rozkładu przedstawiono na rys. 4.4.



Rys. 4.4. Uproszczony schemat starzenia izolacji papierowo-olejowej oraz produkty rozkładu papieru i oleju (opracowanie własne na podstawie [155, 174])

Niektóre związki chemiczne np. woda i tlenki węgla mogą się tworzyć wskutek rozkładu zarówno oleju jak i papieru. Niezależnie jednak od źródła pochodzenia, dany związek chemiczny będzie występować w obu tych materiałach, a jego stężenie w oleju i papierze zależy od współczynników podziału między fazą ciekłą oraz stałą i może bardzo się różnić. Dotyczy to w szczególności wody i pochodnych furanu, których zawartość w papierze jest wielokrotnie wyższa niż w oleju.

Ogólnie można stwierdzić, że w wyniku procesów degradacji oleju i papieru powstają produkty uboczne lotne oraz rozpuszczalne i nierozpuszczalne w oleju. Nierozpuszczalny osad tworzący się na papierze powoduje wzrost temperatury i dalszą degradację całego układu izolacyjnego. Papier izolacyjny zestarzony i zanieczyszczony produktami rozkładu jest bardziej podatny na powstawanie wyładowań niepełnych i przebicie, które następuje przy niższym napięciu niż w przypadku papieru świeżego. Ma to istotny, negatywny wpływ na czas eksploatacji izolatorów.

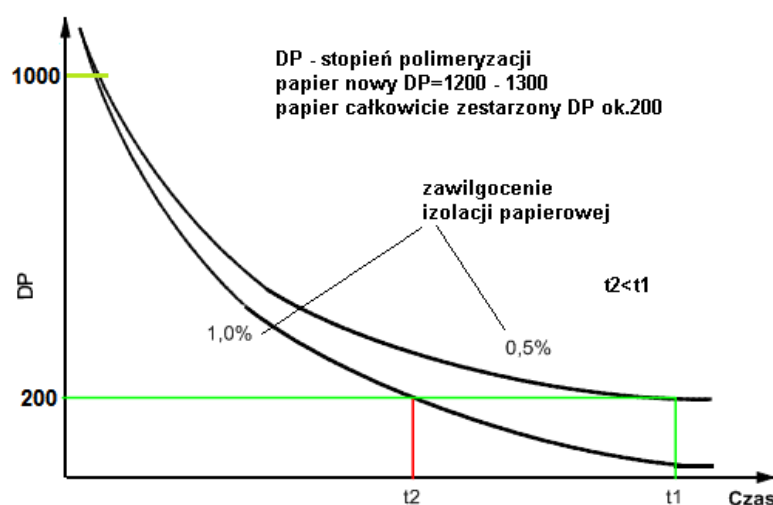
W rdzeniu kondensatorowym izolatora ze względu na miejscowe działanie czynników takich jak temperatura, osad, wyładowania niezupełne itd., starzenie materiałów izolacyjnych nie zachodzi w sposób jednorodny. Starzenie prowadzi do defektu izolacji i skrócenia czasu życia izolatora, niezależnie od jego wieku kalendarzowego. Dlatego możliwość wczesnego wykrywania symptomów przyspieszonego zużycia elementów układu izolacyjnego przepustów jest bardzo istotna z punktu widzenia diagnostyki technicznej, bo może decydować o zmniejszeniu awaryjności tych urządzeń.

4.3 Wpływ zawilgocenia na procesy starzeniowe

Istnieją następujące przyczyny obecności wody w izolatorach przepustowych OIP podczas eksploatacji:

- niekompletne jej usunięcie podczas suszenia i impregnacji olejem w procesie produkcji, zwłaszcza z wewnętrznych warstw papieru rozdzielonych folią,
- wnikanie wilgoci przez uszkodzone uszczelki i pęknięcia w obudowie porcelanowej wskutek przepływu wilgotnego powietrza atmosferycznego spowodowanego gradientem ciśnienia,
- rozkład oleju i papieru w wyniku procesów starzeniowych.

Zawilgocenie powoduje obniżenie wytrzymałości dielektrycznej oleju i papieru, przyspiesza degradację materiałów celulozowych: im większa zawartość wody tym szybciej następuje spadek DP papieru podczas eksploatacji (rys. 4.5).

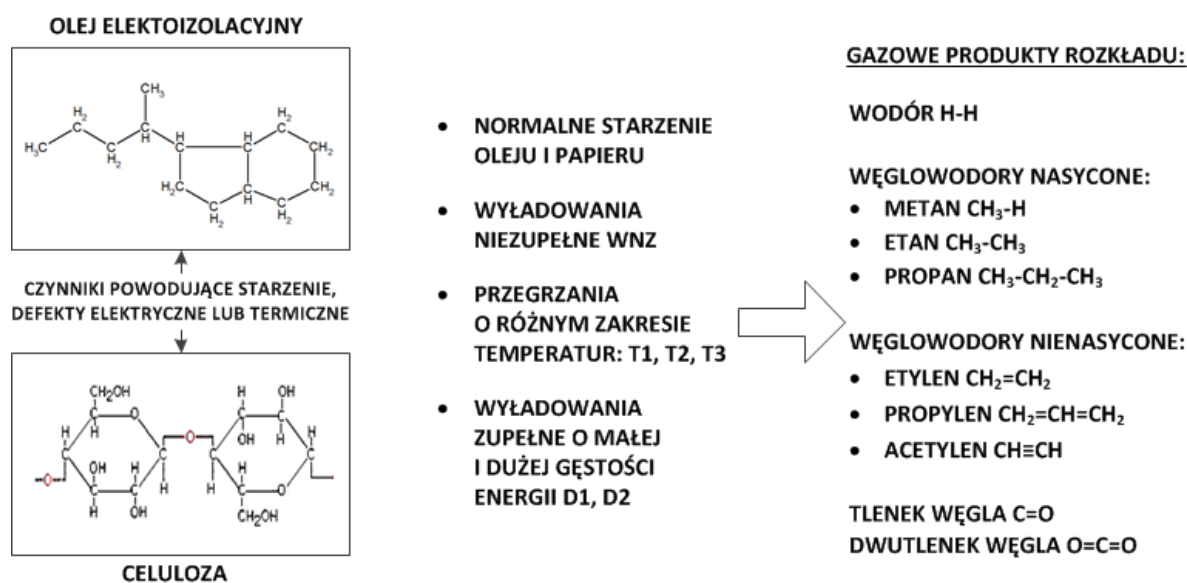


Rys. 4.5. Wpływ zawilgocenia na szybkość starzenia papieru izolacyjnego [161]

W niskich temperaturach jej nadmiar może wydzielać się w postaci kropeł i gromadzić w dolnej części izolatora. Podczas nagłego zwiększenia obciążenia istnieje niebezpieczeństwo szybkiego odparowania wody i pojawienia się pęcherzyków gazu, których obecność może skutkować powstawaniem wylądowań niezupełnych i iskrzeń, prowadzących do przebicia układu izolacyjnego.

4.4 Gazowe symptomy starzenia

Chociaż gazy występujące wewnątrz izolatora mogą być efektem procesu produkcyjnego lub normalnego starzenia w eksploatacji, to zwykle powstają podczas przyspieszonego starzenia elektrycznego lub cieplnego, wywołanego defektami elektrycznymi lub przegrzaniem. W izolatorach najczęściej występującymi czynnikami przyspieszającymi starzenie są wylądowania niezupełne [99, 125]. Mogą one prowadzić do wzrostu strat dielektrycznych, niekontrolowanego miejscowego przyrostu temperatury, a w końcu do przebicia izolacji. Procesy te powodują rozkład papieru i oleju, którego produktami są m.in. wodór, gazowe węglowodory oraz tlenki węgla (rys. 4.6).



Rys. 4.6. Czynniki powodujące rozkład izolacji oraz gazowe produkty rozkładu papieru i oleju [opracowanie własne]

W tabeli 4.1 zestawiono przykłady typowych uszkodzeń izolatorów [87, 99] oraz towarzyszące im gazy. Przyczynami tworzenia gazów są przebicia izolacji pomiędzy warstwami przewodzącymi (jako wynik wylądowań niezupełnych lub niekontrolowanego

przyrostu temperatury), wyładowania iskrowe wzdłuż wewnętrznych powierzchni osłony (często powodujące eksplozję) oraz wzdłuż powierzchni rdzenia izolatora.

Tabela 4.1. Najczęściej występujące uszkodzenia w izolatorach przepustowych i towarzyszące im gazy, na podstawie normy [149]

Rodzaj defektu/uszkodzenia	Gazy charakterystyczne	Typowe przykłady
Wyładowania elektryczne niezupełne (PD)	H₂, CH₄ oraz w mniejszym stężeniu C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ osadzanie się wosku X na izolacji papierowej	Wyładowania w szczelinach gazowych powstałych wskutek zawilgocenia papieru, wadliwej impregnacji, przesylenia oleju gazem, zanieczyszczeniem lub osadzaniem się wosku X*, obluzowanie warstw papieru z wystąpieniem fałd i zmarszczeń w czasie transportu.
Wyładowania elektryczne o małej gęstości energii (D1)	H₂, C₂H₂ oraz w mniejszym stężeniu CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄	Iskrzenia wokół obluzowanych połączeń zacisku pomiarowego; wyładowanie łukowe w połączeniach ekranów elektrostatycznych; ścieżki przewodzące w papierze
Wyładowania elektryczne o dużej gęstości energii (D2)	H₂, C₂H₂ oraz CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ ; i węgiel pyrolityczny	Miejscowe zwarcia pomiędzy foliami metalowymi, pełniącymi funkcje ekranów sterujących rozkładem pola elektrycznego o dużej gęstości prądu, zdolne do stopienia folii, lecz nieprzewodzące do eksplozji izolatora przepustowego
Defekt termiczny 300° <t <700°C (T2)	H₂ i węglowodory nienasycone C₂H₄, C₃H₆ oraz w mniejszych stężeniach węglowodory nasycone C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈	Prądy krążące w izolacji papierowej powodujące duże straty dielektryczne, wywołane zanieczyszczeniem lub niewłaściwym doбором materiałów izolacyjnych, prowadzące do niekontrolowanego wzrostu temperatury i przebicia cieplnego; przepływ prądu na wadliwych połączeniach ekranu lub toru prądowego łącznie z ciepłem przenoszonym przez tor prądowy

* wosk X jest materiałem stałym powstającym z oleju izolacyjnego podczas wyładowań elektrycznych, który składa się ze spolimeryzowanych fragmentów cząsteczek tej cieczy [149]

Szczególnie ważnym wskaźnikiem degradacji rdzenia izolatora jest pojawienie się wodoru, który wydziela się w każdym przypadku przyspieszonego starzenia. Pojawienie się acetylenu świadczy o wystąpieniu wyładowań elektrycznych o dużej energii, bardzo groźnych z punktu widzenia trwałości i bezpieczeństwa pracy izolatora. Dlatego analiza składu gazów jest pomocna przy określeniu stanu izolatora i stopnia jego zesterzenia.

5 Przegląd metod diagnostycznych stosowanych w badaniach izolatorów

Obecnie badania diagnostyczne transformatorowych izolatorów przepustowych wykonuje się zarówno na wyłączonym jak i włączonym transformatorze (w określonych odstępach czasu, czyli tak zwanym trybie off-line), oraz w trybie on-line za pomocą zainstalowanych na stałe czujników monitorujących wybrane parametry urządzenia podczas pracy. Zakres badań, jak również częściowe kryteria ich oceny zostały opisane m.in. w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [171], w której został umieszczony załącznik dotyczący diagnostyki izolatorów opracowany przy współudziale autora.

Rodzaje badań diagnostycznych stosowanych do określenia stanu izolatorów zestawiono w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Zestawienie badań diagnostycznych izolatorów i warunki ich wykonania wg [171]

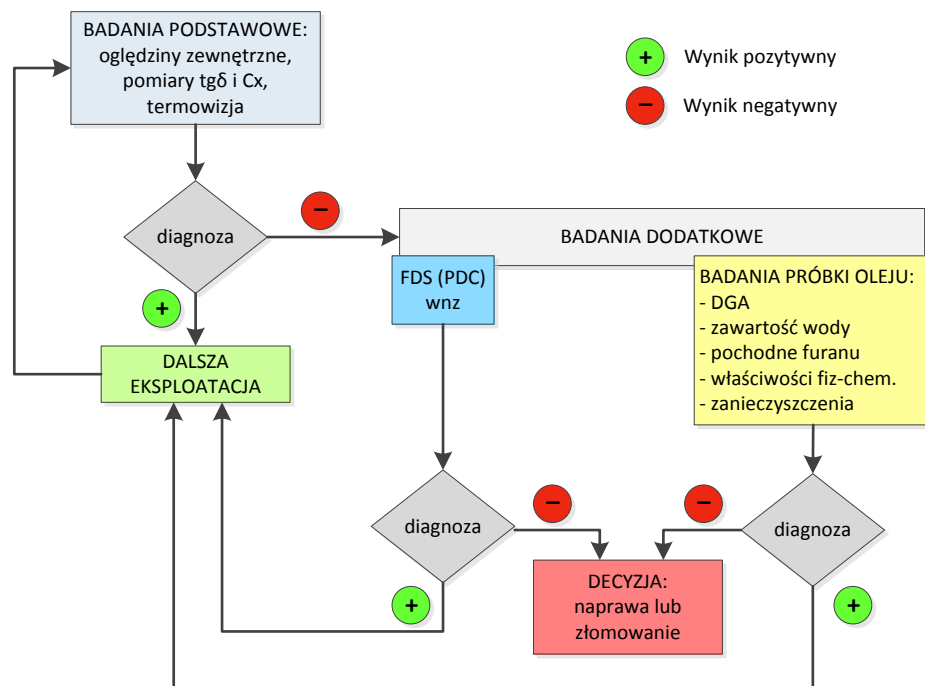
Rodzaj badania	na wyłączonym transformatorze	w trakcie pracy (na włączonym transformatorze)	
		Off-line	On-line
Oględziny zewnętrzne	+	+	-
Pomiary współczynnika strat $tg\delta$ i pojemności C_x	+	+	+*
Pomiar rezystancji zacisku pomiarowego	+	-	-
Termowizja	-	+	-
Badanie metodami polaryzacyjnymi	+	-	-
Badania próbki oleju**	+	-	-
Badanie wyładowań niezupełnych	+***	+	+

* na włączonym transformatorze metodami on-line wykonywane są zwykle badania zmian współczynnika strat $tg\delta$ i pojemności C_1

** nie dotyczy izolatorów bezolejowych, np. typu RIP

*** badanie wnz przeprowadza się na pojedynczym izolatorze po jego zdemontowaniu

Badania wykonuje się sekwencyjnie, począwszy od pomiarów podstawowych, rozszerzając zakres w zależności od wyników badania bieżącego np. według schematu przedstawionego na rys. 5.1.



Rys. 5.1. Algorytm badań izolatorów przepustowych (opracowanie własne wg [171])

5.1 Oględziny zewnętrzne izolatora przepustowego

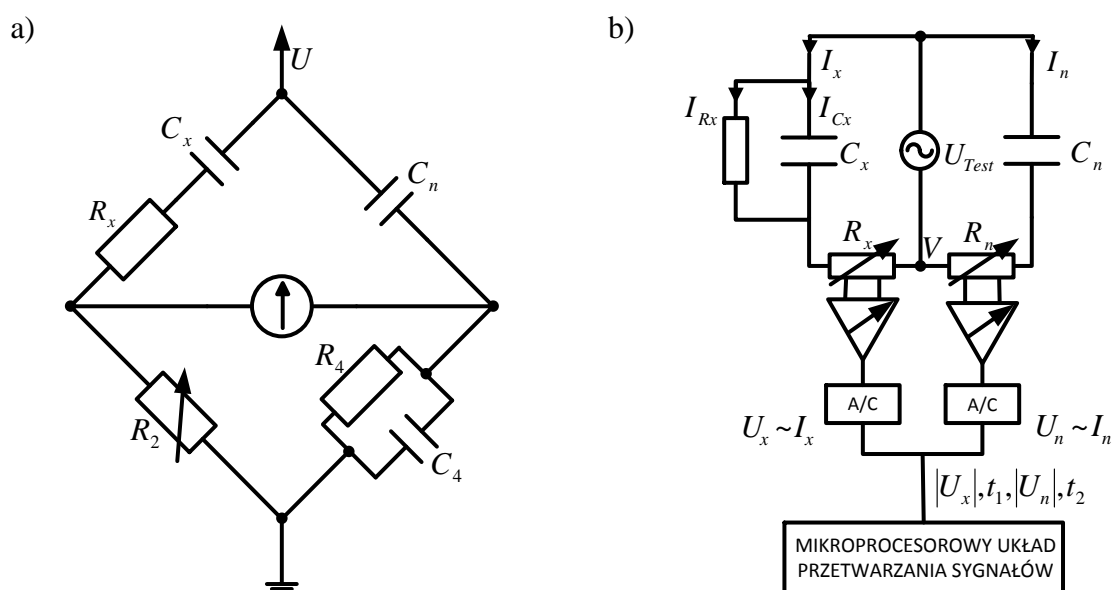
Oględziny zewnętrzne, polegające na kontroli wzrokowej, są najprostszą metodą oceny stanu technicznego izolatora. Podczas oględzin sprawdza się:

- w izolatorach zawierających olej:
 - poziom oleju i czytelność jego wskaźników,
 - szczelność izolatora (ewentualne ślady wycieków na powierzchni osłony porcelanowej, w okolicy zacisku pomiarowego, zaworów do pobierania oleju, kołnierza izolatora),
- we wszystkich izolatorach:
 - stan osłony zewnętrznej porcelanowej lub silikonowej (możliwe pęknięcia, wyszczerbienia, zanieczyszczenia),
 - poprawność mocowania zacisku liniowego,
 - poprawność uziemienia zacisku pomiarowego (brak śladów wypaleń, dokręcenie pokrywki zabezpieczającej).

Stan izolatora przepustowego można uznać za dobry, jeżeli podczas wykonywania sprawdzenia według powyższej listy nie stwierdza się żadnej anomalii.

5.2 Pomiary współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności C_x

Podstawową metodą diagnostyki izolatorów przepustowych są pomiary współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności C_x . Wykonywane są one przy użyciu wysokonapięciowego mostka Scheringa (rys. 5.2a) [129], lub też częściej za pomocą przyrządów mierzących (w sposób wektorowy tj. amplitudę i fazę) napięcie i prąd płynący przez badany obiekt (rys. 5.2b) [165, 167].



Rys. 5.2. Schematy układów pomiarowych $\text{tg}\delta$ i C_x a) pomiar pojemności przy pomocy mostka Scheringa, b) pomiar z wykorzystaniem cyfrowego pomiaru prądu i napięcia (opracowanie własne na podstawie [129, 167])

Pomiary zazwyczaj wykonuje się pomiędzy:

- zaciskiem liniowym, a zaciskiem pomiarowym (C_1),
- zaciskiem pomiarowym, a kołnierzem izolatora (C_2),
- zaciskiem pomiarowym, a uziemionym zaciskiem liniowym i kołnierzem (C_1+C_2).

Gdy izolator nie posiada zacisku pomiarowego pomiary wykonuje się:

- między zaciskiem liniowym, a kołnierzem izolatora (suma szeregowo połączonych pojemności C_1 i C_2),
- między opaską przewodzącą umieszczoną na zewnętrznej powierzchni klosza izolacyjnego, a kołnierzem (ang. hot-collar test) [167].

Sposób połączenia przewodów i ich ekranowanie umożliwia eliminację prądów zakłócających pomiar [11, 12, 67, 118]. W zależności od umiejscowienia izolatora, badanie wykonuje się według schematów zamieszczonych w tabeli 5.2 i 5.3 [9, 167, 171].

Tabela 5.2. Schematy połączeń przy pomiarach współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności izolatorów przepustowych wyposażonych w zacisk pomiarowy (WN - kabel wysokonapięciowy, we - kabel niskonapięciowy, WN GND - przewód uziemiający) (opr. własne na podst. [167])

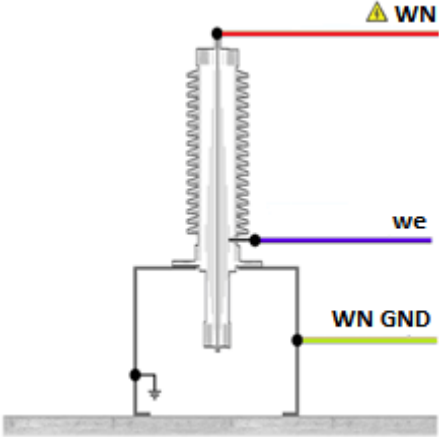
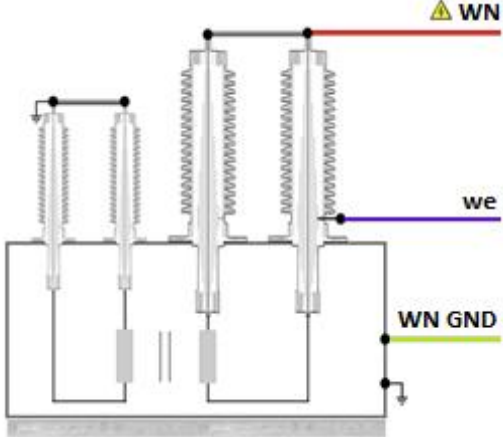
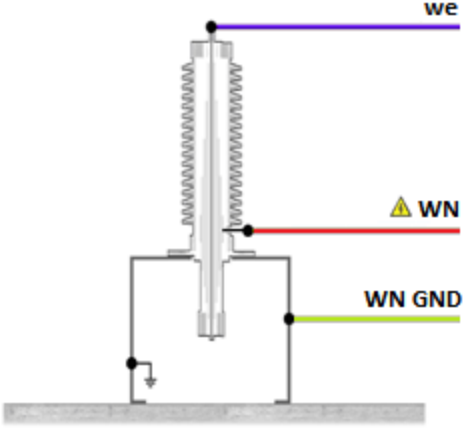
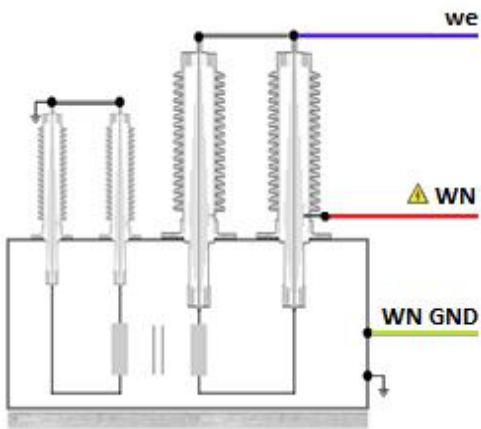
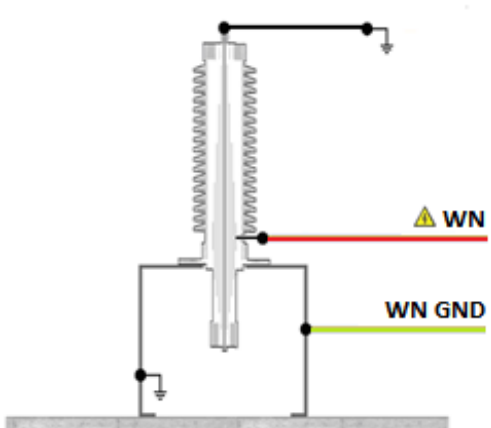
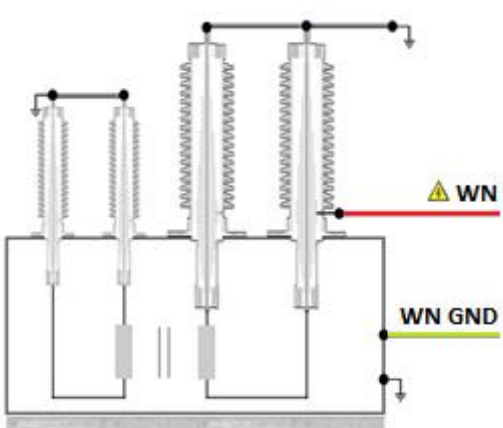
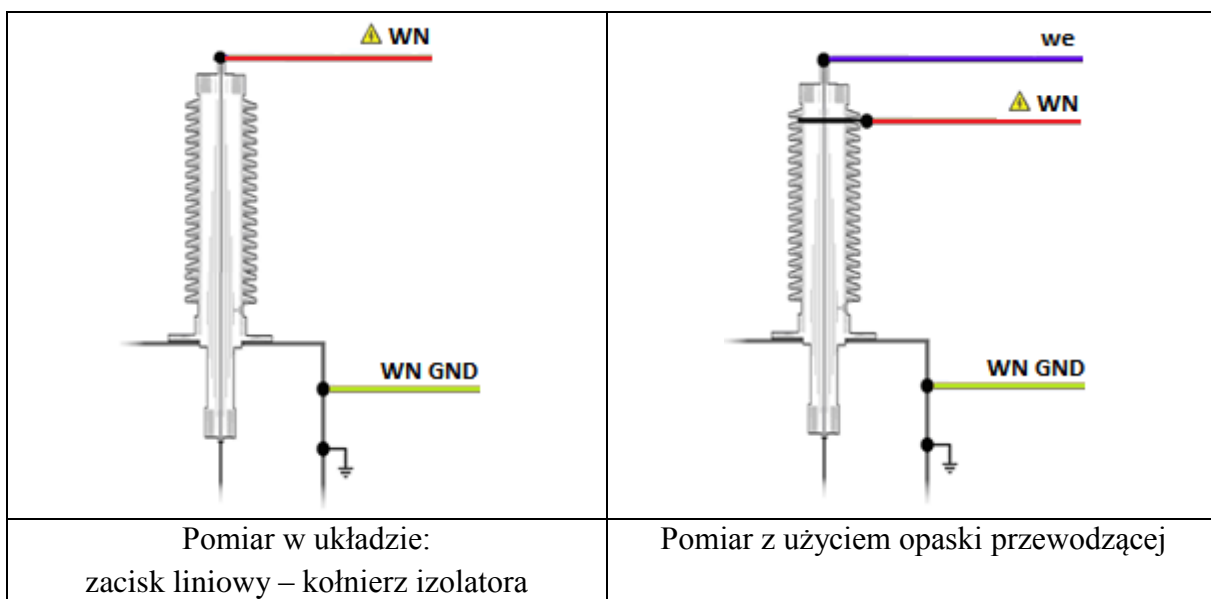
Izolator pojedynczy	Izolator zamontowany na transformatorze
	
Pomiar pojemności C_1 i współczynnika $\text{tg}\delta(C_1)$; tzw. układ ekranowany	
	
Pomiar pojemności C_2 ; tzw. układ doziemny z ekranem, przy czym przewód prądowy połączony jest ze źródłem napięcia pomiarowego w punkcie o najniższym potencjale	
	
Pomiar pojemności C_1+C_2 ; zacisk pomiarowy w stosunku do uziemionego zacisku liniowego	

Tabela 5.3. Schematy połączeń przy pomiarach pojemności i współczynnika strat $\text{tg}\delta$ izolatorów przepustowych bez zacisku pomiarowego (WN - kabel wysokonapięciowy, we - kabel niskonapięciowy, WN GND - przewód uziemiający) (opr. własne na podst. [167])



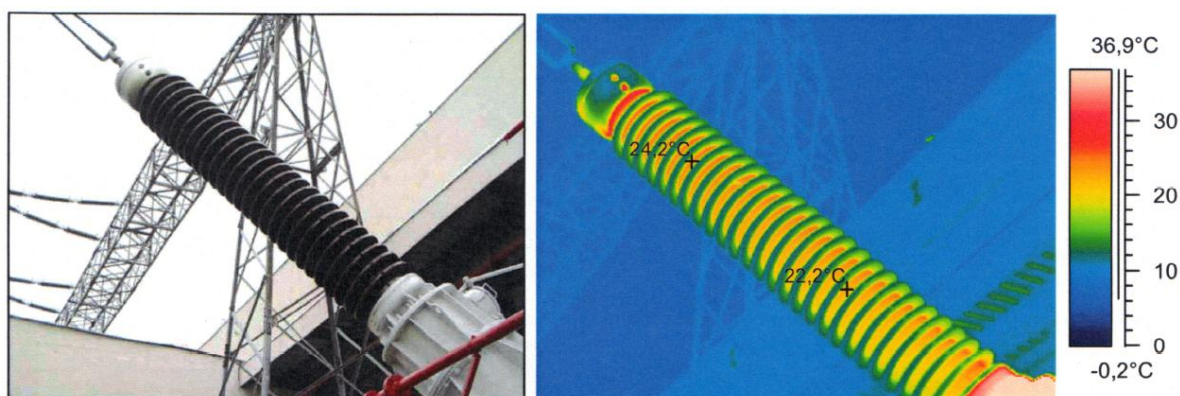
Wartości dopuszczalne współczynnika strat $\text{tg}\delta$, mierzonego między zaciskiem liniowym, a pomiarowym, podawane przez producentów izolatorów, wynoszą od 0,6% do 0,7% (tabela 5.4). Według Ramowej Instrukcji Eksploatacji Transformatorów [171], dla izolatorów OIP wartość dopuszczalna wynosi 0,7%, przy temperaturze 20°C.

Tabela 5.4. Wartości dopuszczalne współczynnika strat $\text{tg}\delta$ podawane przez producentów izolatorów [10]

Producent	Typ izolatora	Współczynnik $\text{tg}\delta(C_1)$ [%]	
		Wartość typowa	Wartość dopuszczalna
ASEA (ABB)	GOA 250 GOB, GOBK	0,5	0,7
	GOE <800 kV	0,45	0,65
	GOE 800 kV	0,4	0,6
Passoni & Villa	PNO PAO	0,4	0,7
Haefely Trench	COTA (BIL<1400 kV)	0,3	dwukrotny wzrost wartości fabrycznej
	(BIL>1400 kV)	0,35	

5.3 Badania termowizyjne

Badanie termowizyjne izolatorów można również zaliczyć do oględzin zewnętrznych. Jego celem jest sprawdzenie rozkładu temperatury na całej długości części napowietrznej izolatora, ze szczególnym uwzględnieniem miejsca połączenia zacisku liniowego z przewodem linii – rys. 5.3.



Rys. 5.3. Rozkład temperatury izolatora zarejestrowany za pomocą kamery termowizyjnej (izolator 400 kV) [prace Energopomiar-Elektryka]

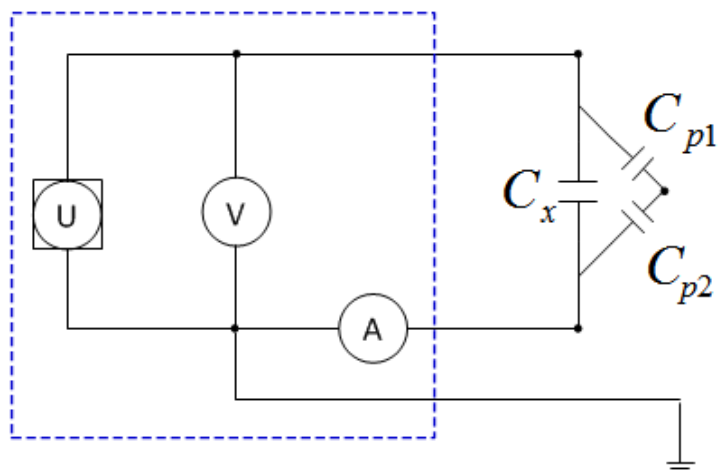
Temperatura zacisku liniowego w miejscu łączenia nie powinna przekraczać 70°C [169] i być wyższa od temperatury otoczenia o $35\text{-}40^{\circ}\text{C}$ [171]. Analiza rozkładu temperatury pozwala wykryć złą jakość połączenia izolatora z linią jak również obniżenie poziomu oleju. Należy także porównać rozkłady temperatury sąsiednich izolatorów, które po uwzględnieniu czynników zewnętrznych (kierunek wiatru, nasłonecznienie) powinny być zbliżone. Defekty rozwijające się wewnątrz izolatora są trudne do wykrycia za pomocą kamery termowizyjnej, z uwagi na słabą przewodność cieplną jego osłony zewnętrznej [135].

5.4 Metody polaryzacyjne

Do badania stanu papierowo-olejowych układów izolacyjnych stosuje się trzy metody wykorzystujące zjawisko polaryzacji dielektryków [21, 35, 38, 44, 95, 115, 116, 120]:

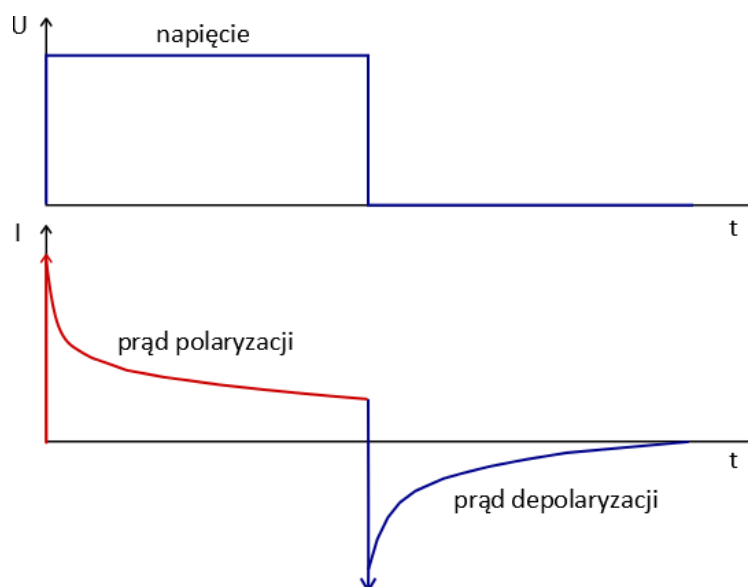
- pomiar prądów polaryzacji - depolaryzacji (z ang. PDC: Polarization - Depolarization Current),
- spektroskopia w dziedzinie częstotliwości (z ang. FDS - Frequency Domain Spectroscopy),
- pomiar napięcia powrotnego (z ang. RVM - Return Voltage Measurement) [94, 110].

Obecnie praktyczne znaczenie mają dwie z nich: PDC i FDS. Obie metody wykorzystują trójelektrodowe podłączenie do badanego obiektu (rys. 5.4), w celu eliminacji wpływu pojemności pasożytniczych na wyniki, umożliwiając pomiar izolacji przepustów w układach przedstawionych w tabeli 5.2.



Rys. 5.4. Schemat trójelektrodowego układu pomiarowego (U - źródło napięciowe, V, A - pomiar napięcia i natężenia prądu, C_x - obiekt badany, C_{p1} , C_{p2} - pojemności pasożytnicze) [157]

Badanie układu izolacyjnego metodą PDC polega na doprowadzeniu do badanego obiektu napięcia stałego o wysokiej wartości i pomiarze natężenia prądu polaryzacji i_p płynącego przez badany obiekt przez odpowiednio długi czas t_p . Po upływie czasu t_p , napięcie jest zwierane i mierzony jest prąd depolaryzacji i_d (rys. 5.5) [3, 5, 100, 105].

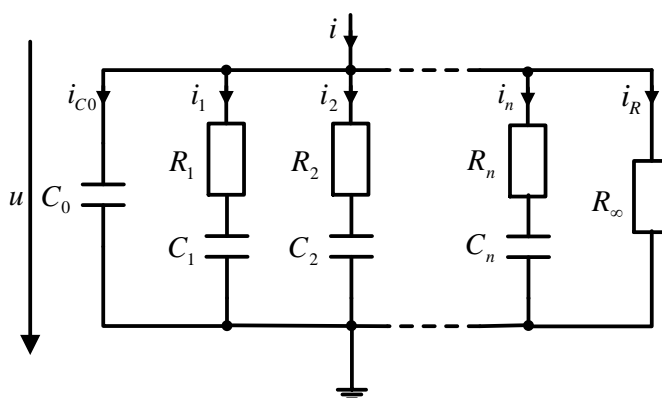


Rys. 5.5. Przebieg napięcia przyłożonego do badanego obiektu i prądów polaryzacji i depolaryzacji [136]

Przyjmując, że układ izolacyjny może być przedstawiony jako równoległy układ RC zawierający gałęzie szeregowe, odpowiadające różnym mechanizmom polaryzacji (rys. 5.6) wartości natężenia prądów i_p i i_d można przedstawić jako [136]:

$$i_p(t) = \frac{U}{R_\infty} + \sum_i \left(\frac{U}{R_i} e^{-\frac{t}{\tau_i}} \right) \quad (5.1)$$

$$i_d(t) = - \sum_i \left(\frac{U_{C,i}(t_p)}{R_i} e^{-\frac{t-t_p}{\tau_i}} \right) \quad (5.2)$$



Rys. 5.6. Schemat zastępczy układu izolacyjnego (C_0 - pojemność geometryczna układu, R_∞ - rezystancja układu po czasie $t \rightarrow \infty$, R_i , C_i - elementy odpowiadające różnym mechanizmom polaryzacji) [136]

Starzenie i zawilgocenie układu izolacyjnego wpływa głównie na jego rezystancję, dlatego też możliwość jej określenia pozwala na ocenę kondycji izolacji. Rezystancję R_∞ można obliczyć dzięki znajomości prądów i_p oraz i_d jako:

$$R_\infty \approx \frac{U}{i_p(t) + i_d(t - t_p)} \quad (5.3)$$

Ocena wyników pomiaru stanu izolacji, a w szczególności jej zawilgocenia metodą PDC dokonywana jest za pomocą programów dostarczanych zwykle z przyrządem pomiarowym, które bazują na porównaniu otrzymanych charakterystyk z przebiegami prądów dla próbek izolacji o znanym stopniu zawilgocenia [43, 170].

Do badania układów izolacyjnych stałych, a także cieczy izolacyjnych izolatorów oraz wykrywania zmian starzeniowych stosuje się także metodę FDS [17, 106]. Metoda FDS jest odpowiednikiem metody PDC w dziedzinie częstotliwości [66]. Zamiast przykładanego

skoku napięcia stałego, do badanego obiektu doprowadza się napięcie o zmiennej częstotliwości, otrzymując w wyniku częstotliwościowe charakterystyki współczynnika strat $tg\delta$ i pojemności układu, jak to omówiono w rozdziale 6. Dane otrzymane w dziedzinie czasu metodą PDC mogą być przetransformowane na dziedzinę częstotliwości (i odwrotnie). Wykorzystano to do skrócenia czasu pomiaru metodą FDS, stosując zamiast badania charakterystyk przy częstotliwościach poniżej 0,1 Hz pomiar prądów polaryzacji – depolaryzacji (PDC) i przeliczając otrzymane w dziedzinie czasu dane na dziedzinę częstotliwości [59, 61, 66].

5.5 Metody badań próbki oleju

Izolatory typu OIP wypełnione olejem są hermetycznie zamknięte, a w przestrzeni nad olejem utrzymywane jest nadciśnienie azotu, mające uniemożliwić wnikanie wilgoci do wnętrza urządzenia. Pobranie próbki oleju wiąże się z rozszczelnieniem izolatora, jednak mimo to producenci i użytkownicy dopuszczają taką możliwość [138, 169, 171], z uwagi na wartość informacji, uzyskiwanych dzięki analizom oleju, dla oceny stanu papierowo-olejowego rdzenia izolatora. Próbka oleju powinna być pobierana przez przeznaczony do tego otwór, znajdujący się najczęściej w komorze olejowej [138, 171]. W niektórych typach izolatorów, konstruktorzy przewidzieli w pobliżu kołnierza zawory (rys. 3.4) umożliwiające pobranie próbki oleju bez ich rozhermetyzowania [169, 173]. Pobranie próbki oznacza zmniejszenie ilości oleju we wnętrzu izolatora, dlatego zaleca się jego uzupełnienie świeżym olejem, lub też ograniczenie objętości próbki (szczególnie w izolatorach wyposażonych w zawór do próbek). Ze względu na konieczność minimalizacji objętości próbki, zakres badań oleju jest ograniczony. Najwięcej informacji dostarcza analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju (Dissolved Gas Analysis - DGA) (minimalna potrzebna ilość oleju wynosi 20 ml) oraz badanie zawartości wody w oleju (próbka ok. 5 ml). Ważny jest również wygląd oleju: widoczne stałe zanieczyszczenia, osad i/lub wydzielona woda mogą świadczyć o rozkładzie papieru, zawilgoceniu lub uszkodzeniu izolatora. Z małej próbki można wykonać jeszcze oznaczenie napięcia powierzchniowego oleju (metodą stalagmometryczną omówioną w rozdziale 5.5.4) oraz badanie zawartości związków pochodnych furanu.

Powyższe cztery metody umożliwiają uzyskanie najważniejszych informacji o stanie izolatora tj. występowaniu defektów i uszkodzeń o charakterze elektrycznym i cieplnym,

(wyładowania elektryczne niepełne i pełne oraz defekty termiczne – przegrzania) oraz stopniu zawilgocenia i zesterzenia rdzenia kondensatorowego.

W razie potrzeby, mając do dyspozycji większą objętość oleju (min. 0,5 litra) dodatkowo można przeprowadzić pomiary: napięcia przebicia, rezystywności, współczynnika strat tgδ, liczby kwasowej, klasy zanieczyszczenia oraz ocenę rodzaju stałych zanieczyszczeń. Badania oleju (tabela 5.5) stosowane są od dawna do określenia stanu technicznego transformatorów [2, 7] (metody pośrednie, oparte o olej), lecz w przypadku izolatorów mogą także mieć duże znaczenie diagnostyczne.

Tabela 5.5. Najważniejsze metody badań izolatorów oparte o analizę próbki oleju [137, 142, 143, 144, 148, 150, 151, 152, 153]

Metoda badań	Cel badania	Sposób wykonania według normy
Wygląd	Olej nie powinien zawierać widocznych stałych zanieczyszczeń, osadu i wydzielonej wody	PN-EN 60296
Analiza chromatograficzna (DGA)	Umożliwia wykrywanie defektów i uszkodzeń wewnętrznych o charakterze elektrycznym i cieplnym, do jakich należą wyładowania niepełne i pełne oraz defekty termiczne (przegrzania) [87]	PN-EN 60567
Zawartość wody rozpuszczonej	Pośrednie oszacowanie zawilgocenia papieru impregnowanego olejem	PN-EN 60814
Napięcie powierzchniowe	Ocena stopnia zesterzenia oleju (wykrywanie polarnych produktów zesterzenia)	ASTM D 971-12
Oznaczenie stężeń pochodnych furanu	Ocena stopnia zesterzenia papieru (pochodne furanu są charakterystycznymi produktami starzenia celulozy)	PN-EN 61198
Współczynnik strat tgδ i rezystywność	Ocena właściwości dielektrycznych oleju; wartość tgδ stanowi informację o obecności w oleju jonowych zanieczyszczeń lub cząstek koloidalnych, powstających w wyniku procesów starzeniowych	PN-EN 60247
Liczba kwasowa	Ocena stopnia zesterzenia oleju (podczas starzenia oleju powstają produkty kwaśne)	PN-EN 62021
Napięcie przebicia*	Ocena wytrzymałości elektrycznej oleju	PN-EN 60156
Badanie stałych zanieczyszczeń*	Ilość i rodzaj stałych zanieczyszczeń oleju może świadczyć o rozkładzie papieru (obecność włókien) lub rodzaju defektu izolatora	PN-EN 60970

* badanie wymaga próbki oleju o objętości min. 100 ml, dlatego jest rzadko wykonywane

Dodatkowym parametrem, wprowadzonym do stosowania przez ZPBE Energopomiar-Elektryka, jest wskaźnik polarności oleju $\varepsilon-n^2$, który określa się przez pomiar przenikalności elektrycznej oleju (wg [144]) oraz współczynnika załamania światła w oleju (refraktometrem Abbego) [171].

5.5.1 Analiza chromatograficzna gazów rozpuszczonych w oleju (DGA)

Metoda DGA polega na wydzieleniu z oleju rozpuszczonego gazu, rozdzieleniu jego składników i oznaczeniu ich stężeń. Badania wykonuje się za pomocą chromatografu gazowego z detektorem płomieniowo-jonizacyjnym FID i cieplno-przewodnościowym TCD [148]. Ocena stanu technicznego dokonywana jest za pomocą odpowiednich kryteriów, podanych w [87, 139, 149]. Przyjmuje się, że po przekroczeniu 95% wartości typowych (czyli takich stężeń, poniżej których znajduje się 95% populacji wyników poszczególnych gazów w danej populacji) znacznie wzrasta prawdopodobieństwo defektu lub uszkodzenia przepustu, którego rodzaj można określić za pomocą stosunków gazów (tzw. kodów IEC) [149]. Pomimo, że norma [149] tak nie stanowi, w praktyce wartości typowe 95% często uważa się za dopuszczalne, gwarantujące z wysokim prawdopodobieństwem bezpieczeństwo pracy tych urządzeń, przy czym niektórzy użytkownicy mogą uważać za bezpieczny poziom niższy, np. 90%. Wartości kryterialne dopuszczalnych stężeń gazów podano [87, 171], jak również w instrukcjach producentów izolatorów [138, 173] (tabela 5.6).

Tabela 5.6. Przykładowe wartości kryterialne stężeń gazów rozpuszczonych w oleju izolatorów według różnych źródeł [139, 149, 160, 171, 173]

Stężenie gazu w $\mu\text{l/l}$ [ppm] według różnych źródeł				
Gaz	Norma IEC [139,149] wart. typowe 95%	RIET 2012 [171]	HSP [173]	Trench [160]
wodór	140	140	200	140
metan	40	40	50	40
etan	70	40	15	70
etylen	30	15	60	30
acetylen	2	2	15	2
propan	-	-	-	-
propylen	-	-	-	-
tlenek węgla	1000	600	1000	1000
dwutlenek węgla	3400	3400	11000	3400

5.5.2 Zawartość wody w oleju

Badanie zawilgocenia oleju elektroizolacyjnego przeprowadza się według normy [150], metodą chemiczną miareczkowania kulometrycznego Karla Fischera. Polega ona na reakcji wody zawartej w próbce oleju z jodem, powstającym wskutek elektrolizy roztworu, zawierającego jony jodu. Jod jest zużywany do utleniania, przy udziale wody, znajdującego się również w roztworze dwutlenku siarki, a ładunek elektryczny zużyty do wygenerowania jodu jest proporcjonalny do ilości wody w próbce, co przy jej znanej masie pozwala na obliczenie stężenia [127, 150, 156].

Dla próbek olejowych zawartość wody jest niewielka i wynosi zazwyczaj od kilku do kilkunastu części milionowych i dlatego dla uzyskania wiarygodnego wyniku, podobnie jak w przypadku badań chromatograficznych, ważne jest odpowiednie pobranie i transport próbki.

Podobnie jak w przypadku transformatorów, przy określaniu ilości wody w oleju pobranym z izolatora najczęściej używa się jednostek wagowych - mg/kg czyli ppm. Wynik podany w ppm oznacza, że w 1 kg oleju znajduje się x mg wody, ($\text{ppm}=\text{mg/kg}$), przy czym zawsze powinna być podawana temperatura oleju w momencie pobrania próbki. Od niej bowiem silnie zależy ilość wody, jaka może rozpuścić się w oleju, dlatego ocenę, czy x ppm wody w oleju stanowi zagrożenie dla urządzenia, czy też nie, należy zawsze odnosić do temperatury. Aby zminimalizować tę zależność, podaje się względną zawartość wody w % w stosunku do stanu nasycenia przy danej temperaturze (5.4).

$$WRS[\%] = \frac{\text{masa wody}}{\text{max masa wody}} \cdot 100\% \quad (5.4)$$

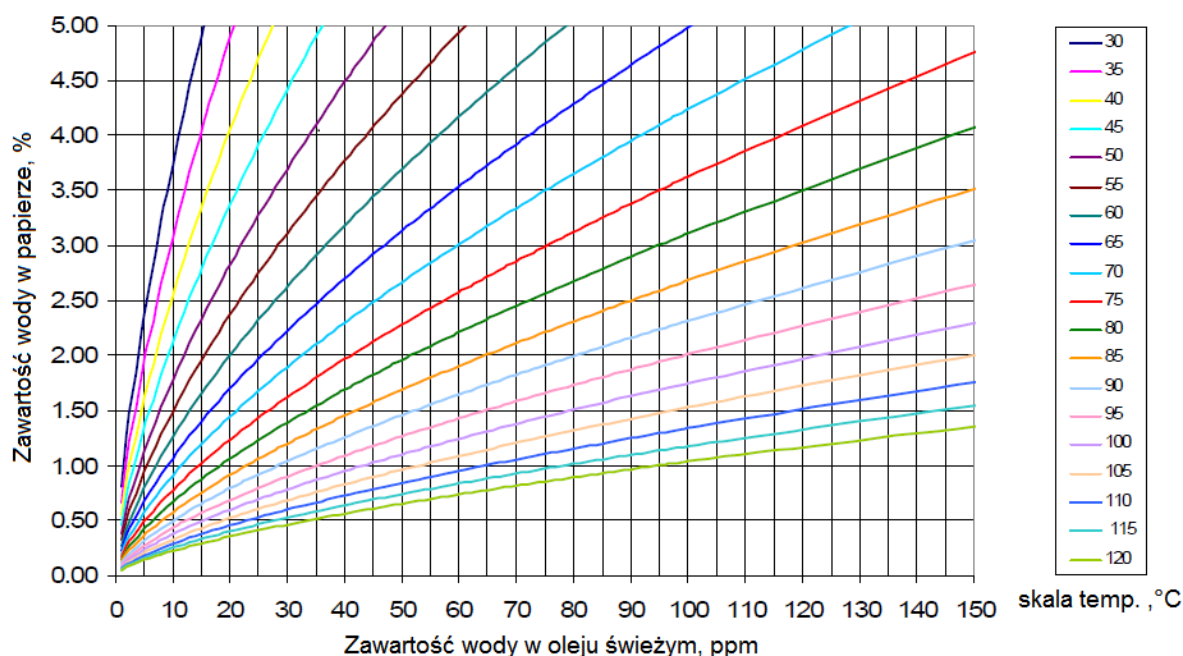
gdzie:

- masa wody* – ilość wody, która znajduje się w oleju, w temperaturze pobrania próbki, zmierzona metodą Karla Fischera, podana w ppm,
- max masa wody* – maksymalna ilość wody, która może rozpuścić się w oleju, w temperaturze pobrania próbki (jeśli taka ilość wody rozpuści się w oleju, to osiągnięty jest stan nasycenia oleju wodą), podana również w ppm.

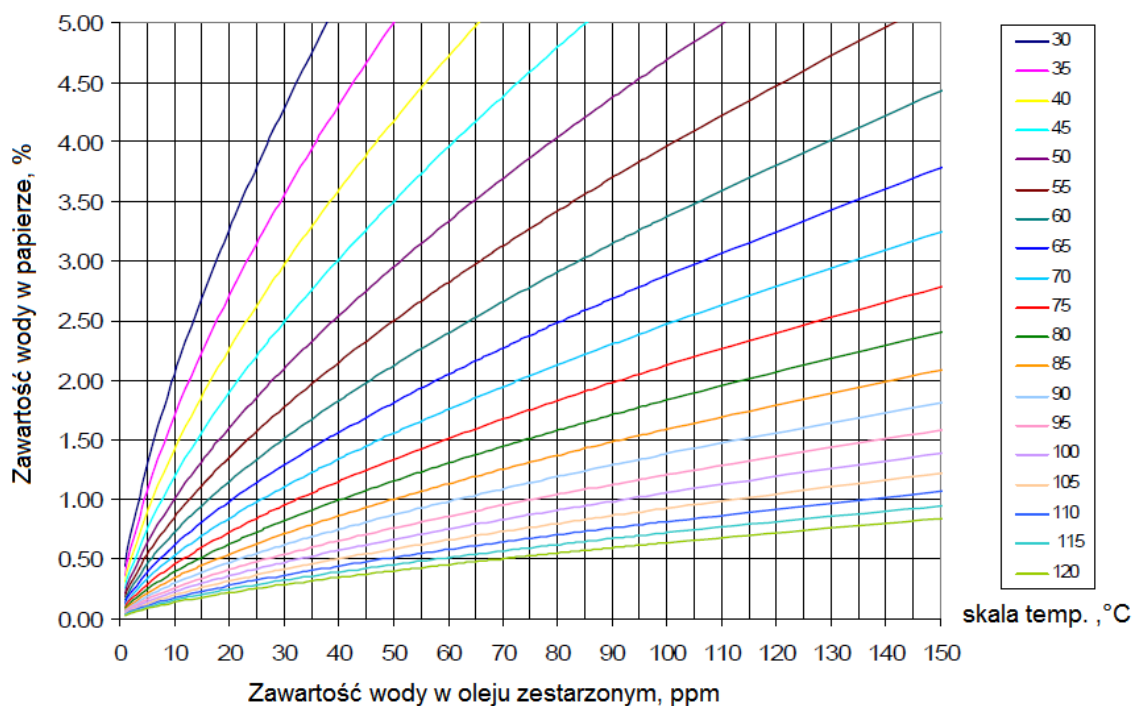
Jeżeli ilość wody przekroczy wartość maksymalną, jej nadmiar pozostaje w stanie wolnym. Ilość wody, jaka może rozpuścić się w oleju w danej temperaturze zależy od stopnia jego zesterzenia, co jest przedstawione w formie wykresu w normie [146]. Zawartość wody w próbce oleju jest wielkością statyczną, charakterystyczną dla momentu pobrania. Metodę tę można stosować również do oznaczania wody w papierze izolacyjnym, przy czym najpierw należy usunąć wodę z papieru, albo w drodze jej ekstrakcji metanolem, albo przez odparowanie i usunięcie w strumieniu azotu.

5.5.3 Określenie zawilgocenia papieru metodą pośrednią

Ponieważ zawartość wody w oleju jest zależna od jej ilości w izolacji celulozowej, można szacować zawilgocenie papieru na podstawie wyniku pomiaru zawartości wody w próbce oleju. Podstawowym warunkiem możliwości określenia zawilgocenia papieru jest pobranie próbki oleju w stanie równowagi termodynamicznej między wodą zawartą w papierze a wodą w oleju, najlepiej przy temperaturze powyżej 40°C [146, 156]. W tych warunkach można skorzystać z krzywych równowagi, np. opracowanych przez Oommene [89, 90], lub firmę Doble [161] określając ilość wody w papierze na podstawie wyniku pomiaru próbki oleju metodą Karla Fischera (rys. 5.7 i rys. 5.8).



Rys. 5.7. Zależność między zawartością wody w oleju i w papierze w różnych temperaturach - krzywe równowagi dla oleju świeżego [161]



Rys. 5.8. Zależność między zawartością wody w oleju i w papierze w różnych temperaturach - krzywe równowagi dla oleju zestarym [161]

Ze względu na silną zależność masy wody (wyrażonej w ppm) rozpuszczonej w oleju od temperatury, zalecane jest [58, 156] ocenianie stanu zawilgocenia papieru na podstawie względnego nasycenia oleju wodą. Korzystanie z krzywych równowagi, zarówno dla wartości wagowej wody w ppm, jak i wartości względnej w stosunku do stanu nasycenia, jest obarczone dość dużą niepewnością, m.in. z powodu zależności przebiegu krzywych od temperatury, rodzaju materiałów celulozowych oraz stopnia zestarczenia oleju i papieru. Dlatego prawidłowa ocena stanu zawilgocenia izolacji papierowej na podstawie pomiaru ilości wody w próbce oleju wymaga oprócz odpowiedniego pobrania i transportu próbki, także dużego doświadczenia w interpretacji wyniku pomiaru metodą Karla Fischera, wspomaganego wynikami innych badań np. liczby kwasowej i stopnia zestarczenia oleju.

5.5.4 Napięcie powierzchniowe oleju

Pomiar napięcia powierzchniowego (międzyfazowego) między olejem a wodą pozwala na wykrywanie w oleju polarnych produktów starzenia, których obecność powoduje osłabienie powierzchni rozdziału faz między tymi cieczami. Parametr ten jest bardzo czułym wskaźnikiem początku zmian starzeniowych; jego niskie wartości świadczą o wytrącaniu się z oleju osadu.

Według normy [143, 146] należy oznaczać napięcie powierzchniowe za pomocą tensjometrów, mierząc siłę potrzebną do oderwania platynowego pierścienia od powierzchni styku wody i oleju [137]. Ze względu na konieczność minimalizacji objętości próbki, w ramach niniejszej pracy zastosowano opracowaną w firmie ZPBE Energopomiar-Elektryka metodę stalagmometryczną, polegającą na wyznaczeniu objętości kropli wody destylowanej odrywającej się od stopki kapilary stykającej się z powietrznią oleju (kropla odrywa się w momencie, gdy zrównoważą się działające na nią siły: ciężkości, wyporu i napięcia powierzchniowego) [171].

5.5.5 Oznaczenie stężeń pochodnych furanu

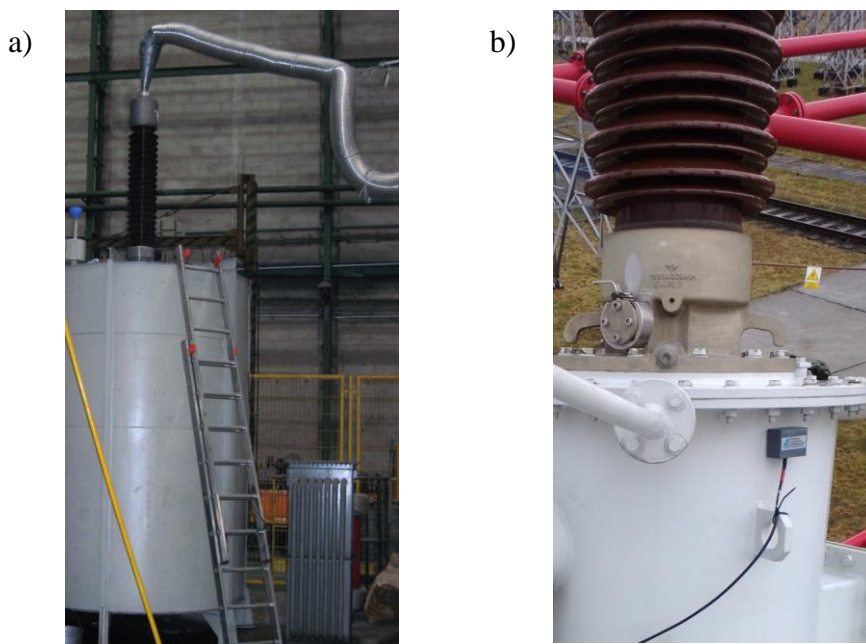
W przypadku izolatorów przepustowych jedyną metodą badania stopnia zesterzenia papieru, z uwagi na brak możliwości pobrania próbki, jest pomiar zawartości pochodnych furanu, rozpuszczonych w oleju. Wśród nich najważniejszy z punktu widzenia diagnostyki jest aldehyd 2-furfurylowy (2-FAL), który najłatwiej przechodzi do oleju i dlatego może służyć do pośredniej oceny stanu papieru. Jednak bezwzględna ilość tych związków w oleju zależy nie tylko od stopnia polimeryzacji *DP* papieru, ale także od temperatury i zawartości wody w papierze oraz od współczynników podziału dla poszczególnych pochodnych [41].

Badania przeprowadza się według normy [152] za pomocą chromatografu cieczowego wysokiej rozdzielczości (HLPC), umożliwiającego rozdział badanych składników, po wcześniejszym wyekstrahowaniu tych związków z oleju. Zastosowany detektor absorpcji w nadfiolecie umożliwia rejestrację widma promieniowania nadfioletowego przechodzącego przez próbkę.

5.6 Badania wyładowań niezupełnych (wnz)

Badanie wyładowań niezupełnych metodą elektryczną w izolatorach wykonuje się w trakcie prób fabrycznych, przewidzianych w normie [141], po zakończeniu próby wytrzymałości napięciowej dla częstotliwości sieciowej. Sposób przeprowadzenia badania wnz powinien być zgodny z normą [145]. Ładunek pozorny wyładowań niezupełnych w izolatorach typu OIP nie może być większy niż 10 pC przy napięciach U_m i $1,5U_m/\sqrt{3}$ [141].

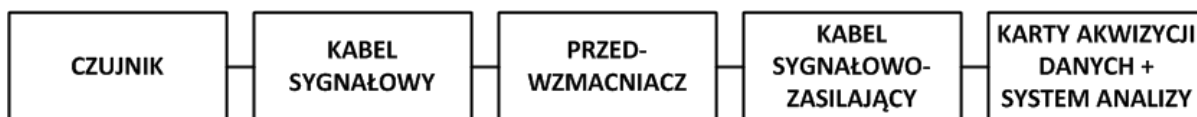
Wykonywanie badań wnz w izolatorach w trakcie eksploatacji, w sposób analogiczny do prób fabrycznych, jest utrudnione z powodu konieczności zdemontowania izolatora z transformatora. Pojedynczy izolator zwykle umieszcza się w na zbiorniku wypełnionym olejem, tak aby część dolna izolatora znajdowała się w oleju (rys. 5.9a).



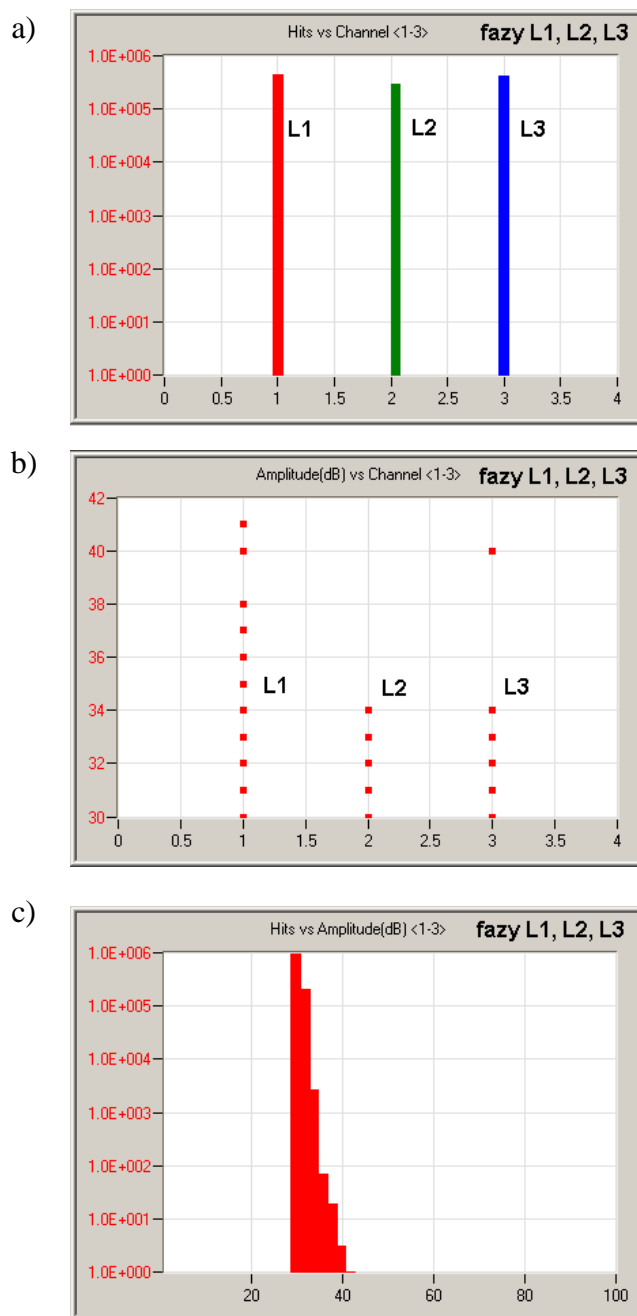
Rys. 5.9. Pomiary wyładowań niezupełnych w izolatorach a) metodą elektryczną, b) akustyczną

Aparatura używana podczas badania powinna zapewniać możliwość pomiaru wnz o ładunku pozornym 5 pC [141], co wymusza konieczność eliminacji szumów tła, dość trudną do uzyskania w warunkach eksploatacyjnych.

Czasami przeprowadza się badania wnz w izolatorach zamontowanych na transformatorze przy użyciu metody akustycznej [159]. Czujniki umieszczane na kominkach kadzi transformatora (rys. 5.9b) mogą wykryć wyładowania elektryczne powstające w części olejowej izolatora lub w okolicy połączenia toru prądowego z wyprowadzeniem uzwojenia. Ponieważ nie można ocenić ładunku pozornego wyładowań, badanie metodą akustyczną ma charakter jakościowy i umożliwia przede wszystkim detekcję oraz porównanie intensywności wnz w sąsiednich przepustach (rys. 5.11). Przy zastosowaniu równoczesnej rejestracji sygnałów emisji akustycznej na wszystkich izolatorach jednej strony transformatora można określić lokalizację miejsca ich powstawania.



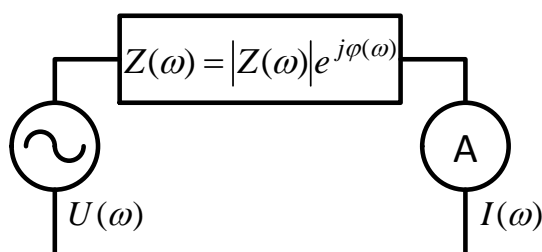
Rys. 5.10. Schemat pojedynczego toru pomiarowego wnz metodą emisji akustycznej



Rys. 5.11. Porównanie przykładowych wielkości charakteryzujących emisję akustyczną dla trzech izolatorów: a) ilość odbieranych impulsów, b) amplituda, c) rozkład amplitudy

6 Charakterystyka metody FDS

Metoda FDS (*Frequency Domain Spectroscopy* – spektroskopii w dziedzinie częstotliwości) jest rodzajem spektroskopii impedancyjnej [74, 131]. Badany układ – izolator przepustowy pobudzany jest sygnałem napięciowym o częstotliwości zmienianej w zakresie 1 mHz-1000 Hz. Na wyjściu układu mierzony jest prąd oraz kąt przesunięcia fazowego między prądem, a napięciem (rys. 6.1).



Rys. 6.1. Schemat przedstawiający zasadę metody spektroskopii impedancyjnej

Transmitancja układu (funkcja odpowiedzi układu), w tym przypadku impedancja zespolona, może zostać określona jako iloraz wielkości zespolonych napięcia i prądu, a przyjmując układ zastępczy izolatora w postaci równoległego układu RC, można wyznaczyć pojemność układu, współczynnik strat $\text{tg}\delta$ oraz przenikalność zespoloną $\varepsilon = \varepsilon' + j\varepsilon''$ (tabela 6.1).

Tabela 6.1. Algorytm wyznaczania charakterystyki częstotliwościowej $\text{tg}\delta(f)$

Układ zastępczy	Sposób obliczania wartości $\text{tg}\delta$ i pojemności C_p		
	$Z(\omega) = \frac{U(\omega)}{I(\omega)}$	$R_p(\omega) = \frac{1}{\text{Re}\left\{\frac{1}{Z}\right\}}$	$\text{tg}\delta(\omega) = -\frac{\text{Re}\{Z\}}{\text{Im}\{Z\}} = \frac{1}{\omega R_p C_p}$
		$C_p(\omega) = \text{Re}\left\{\frac{1}{j\omega Z}\right\}$	$\text{tg}\delta(\omega) = \frac{\varepsilon''(\omega)}{\varepsilon'(\omega)}$

Fizyczną podstawę spektroskopii impedancyjnej dielektryków stanowią zjawiska polaryzacyjne [154]. Jeżeli dielektryk znajdzie w się w polu elektrycznym o natężeniu E , wystąpi w nim zjawisko polaryzacji elektrycznej, polegające na przesuwaniu znajdujących się

w nim ładunków elektrycznych [48-55, 122]. Wielkości wektorowe: indukcja elektryczna D , natężenie pola elektrycznego E oraz polaryzacja P związane są zależnością [154]:

$$D = \varepsilon_0 E + P \quad (6.1)$$

gdzie: $\varepsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$ As/Vm jest współczynnikiem przenikalności elektrycznej próżni.

Wprowadzając współczynnik przenikalności względnej dielektryka ε , zależność indukcji elektrycznej D i natężenia pola E można zapisać jako:

$$D = \varepsilon \varepsilon_0 E \quad (6.2)$$

a wektor polaryzacji jako:

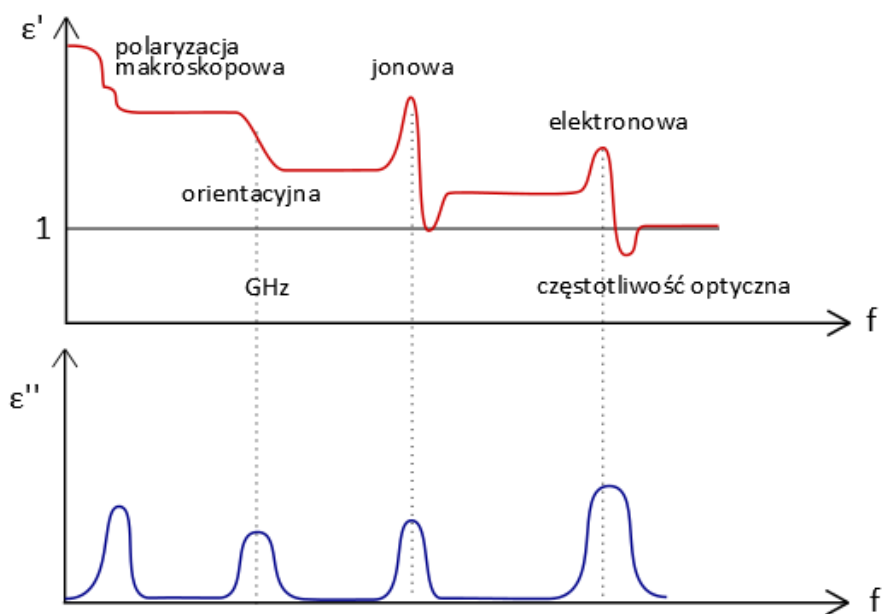
$$P = \varepsilon_0(\varepsilon - 1)E = \varepsilon_0 \chi E \quad (6.3)$$

gdzie: $\chi = \varepsilon - 1$ nazywane jest podatnością dielektryczną.

Zmienność pola elektrycznego E w czasie powoduje zmianę pozostałych wielkości, przy czym uwidacznia się wpływ różnych mechanizmów polaryzacji [128, 154]: elektronowego, jonowego (cząsteczkowego), dipolowego (polaryzacja orientacyjna) oraz makroskopowego [129]. Polaryzacja elektronowa spowodowana jest przemieszczeniem elektronów w atomach lub jonach, czas potrzebny do jej wywołania wynosi od 10^{-14} do 10^{-15} sekundy. Polaryzacja jonowa polega na przesunięciu jonów dodatnich i ujemnych względem siebie, czas potrzebny do jej powstania wynosi od 10^{-11} do 10^{-13} sekundy i jest porównywalny z okresem drgań cieplnych sieci krystalicznej. Polaryzacja elektronowa występuje we wszystkich dielektrykach, jonowa – w materiałach, których cząsteczki zbudowane są z jonów. Polaryzacja dipolowa, nazywana również orientacyjną powstaje w dielektrykach, których cząstki posiadają trwałe moment dipolowy. Przy braku pola elektrycznego, orientacja dipoli jest przypadkowa, w wyniku czego sumaryczny moment dipolowy dielektryka jest równy zero. W obecności pola, dipole ustawiają się zgodnie z jego kierunkiem, a dielektryk uzyskuje niezerowy moment dipolowy, zgodnie z kierunkiem pola. Polaryzacja makroskopowa zachodzi w dielektrykach, w których istnieją ładunki swobodne, mogące przemieszczać się

pod wpływem pola elektrycznego, zachodzi ona wolno, a czas potrzebny na jej wywołanie wynosi od milisekund do wielu godzin [133].

W układach papierowo-olejowych, oprócz typowej dla oleju polaryzacji elektronowej, a dla papieru – dipolowej, zachodzi dodatkowo gromadzenie ładunków powierzchniowych na granicy papier-olej (zgodnie z modelem Maxwella-Wagnera [16, 56]), czyli polaryzacja Maxwella-Wagnera (makroskopowa) (rys. 6.2).



Rys. 6.2. Zależność przenikalności dielektrycznej od częstotliwości dla różnych rodzajów polaryzacji [124]

Po przyłożeniu pola elektrycznego:

$$P(t = t_0) = P_\infty(\text{polaryzacja natychmiastowa}) \quad (6.4)$$

Po dostatecznie długim działaniu pola E polaryzacja ustala się (osiąga stan nasycenia), gdyż działają nawet najwolniejsze mechanizmy:

$$P(t \rightarrow \infty) = P_s(\text{polaryzacja nasycenia}) \quad (6.5)$$

Jeżeli pole elektryczne zostanie przyłożone do dielektryka w postaci skoku napięcia:

$$E = g(t - t_0)E \quad (6.6)$$

gdzie:

$$g(t) = \begin{cases} 0 & \text{dla } t \leq 0 \\ 1 & \text{dla } t \rightarrow \infty \end{cases} \quad (6.7)$$

polaryzację dielektryka wyraża się wzorem:

$$P(t) = P_\infty + (P_S - P_\infty)g(t - t_0) \quad (6.8)$$

Uwzględniając, że:

$$P = \varepsilon_0(\varepsilon - 1)E \quad (6.9)$$

można zapisać:

$$P(t) = \varepsilon_0[(\varepsilon_\infty - 1) + (\varepsilon_S - \varepsilon_\infty)g(t - t_0)]E \quad (6.10)$$

przy czym: ε_∞ oznacza przenikalność „natychmiastową”, odpowiadającą szybkim mechanizmom polaryzacji, a ε_S przenikalność ustaloną dla danej częstotliwości.

Przy zmiennym w czasie polu elektrycznym $E=E(t)$ polaryzacja może być określona wzorem:

$$P(t) = \varepsilon_0(\varepsilon_\infty - 1)E(t) + \varepsilon_0 \int_{-\infty}^t f(t - t_0) E(t_0) dt_0 \quad (6.11)$$

w którym funkcja:

$$f(t) = -(\varepsilon_S - \varepsilon_\infty) \frac{\partial g(t)}{\partial t} \quad (6.12)$$

nazywana jest funkcją odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie czasu.

Indukcja elektryczna w dielektryku wynosi więc:

$$D(t) = \varepsilon_0 \varepsilon_\infty E(t) + \varepsilon_0 \int_{-\infty}^t f(t - t_0) E(t_0) dt_0 \quad (6.13)$$

Pierwszy człon równania odpowiada polaryzacji natychmiastowej, natomiast drugi związany jest z mechanizmami powolnymi. Przyłożenie pola elektrycznego powoduje w dielektryku przepływ prądu, którego gęstość, zgodnie z równaniem Maxwella wynosi [25]:

$$J(t) = \sigma_{DC}E(t) + \frac{\partial D(t)}{\partial t} \quad (6.14)$$

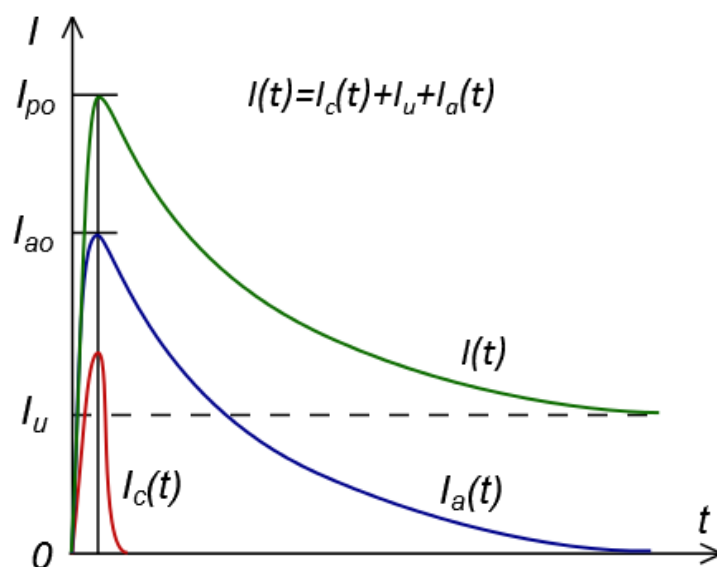
gdzie:

$$\frac{\partial D(t)}{\partial t} = \varepsilon_0 \frac{\partial E(t)}{\partial t} + \frac{\partial P(t)}{\partial t} \quad (6.15)$$

co w wyniku daje równanie postaci:

$$J(t) = \sigma_{DC}E(t) + \varepsilon_0[\varepsilon_\infty\delta(t) + f(t)]E(t) \quad (6.16)$$

Pierwsza składowa gęstości prądu odpowiada prądowi przewodzenia i jest związana z przewodnością dielektryka, natomiast druga stanowi sumę prądu pojemnościowego (ładowania) oraz prądu wywołanego zjawiskami polaryzacji (absorpcji), opisanego przez funkcję odpowiedzi dielektrycznej (rys. 6.3) [51-53].



Rys. 6.3. Prądy płynące w dielektryku po przyłożeniu napięcia stałego: ($I_c(t)$ - prąd ładowania, $I_a(t)$ - prąd absorpcji, I_u - prąd przewodzenia) [129]

W metodzie FDS wykorzystana jest funkcja odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości. Przy polu sinusoidalnie zmiennym:

$$\hat{E} = E_m e^{j\omega t} \quad (6.17)$$

indukcja elektryczna będzie miała postać:

$$\hat{D}(t) = \varepsilon_0 \varepsilon_\infty E_m e^{j\omega t} + \varepsilon_0 \int_{-\infty}^t f(t-t_0) \varepsilon_0 \varepsilon_\infty E_m e^{j\omega t_0} dt_0 \quad (6.18)$$

co można również zapisać jako:

$$\hat{D}(t) = \varepsilon_0 + \left[\varepsilon_\infty + \int_0^t f(t) e^{-j\omega t} dt \right] E_m e^{j\omega t} \quad (6.19)$$

Przechodząc do dziedziny częstotliwości poprzez transformatę Fouriera powyższego równania otrzymuje się funkcję odpowiedzi dielektrycznej odpowiadającą zespolonej podatności dielektrycznej [44, 54]:

$$\hat{f}(\omega) = \int_0^t f(t) e^{-j\omega t} dt = \hat{\chi}(\omega) = \chi'(\omega) - j\chi''(\omega) \quad (6.20)$$

Część rzeczywista i zespolona podatności związane są ze sobą zależnością Kramersa-Kröniga [5, 44, 55, 108, 154]:

$$\chi'(\omega) = \frac{1}{\pi} \wp \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x \chi''(x)}{x - \omega} dx \quad (6.21)$$

$$\chi''(\omega) = \frac{1}{\pi} \wp \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\chi'(x)}{x - \omega} dx \quad (6.22)$$

gdzie: \wp reprezentuje wartość główną całki w sensie Cauchy-ego.

Gęstość prądu w dziedzinie częstotliwości może być zapisana jako:

$$\hat{J}(\omega) = j\omega\varepsilon_0 \left[\varepsilon_\infty + \chi'(\omega) - j \left(\frac{\sigma_{DC}}{\varepsilon_0\omega} + \chi''(\omega) \right) \right] \hat{E}(\omega) \quad (6.23)$$

Zamiast podatności dielektrycznej można użyć zespolonej przenikalności elektrycznej:

$$\hat{\varepsilon}(\omega) = \varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega) \quad (6.24)$$

gdzie:

$$\varepsilon'(\omega) = \varepsilon_\infty(\omega) + \chi'(\omega) \quad (6.25)$$

$$\varepsilon''(\omega) = \frac{\sigma_{DC}}{\varepsilon_0\omega} + \chi''(\omega) \quad (6.26)$$

i wyrazić gęstość prądu w postaci:

$$\hat{J}(\omega) = j\omega\varepsilon_0 [\varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega)] \hat{E}(\omega) \quad (6.27)$$

We wzorze na gęstość prądu występują wielkości charakterystyczne dla dielektryka: przewodność w polu stałym, przenikalność względna oraz podatność. Realizacja praktyczna znajdowania odpowiedzi dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości, przez przyłożenie napięcia sinusoidalnego U o znanej częstotliwości do układu izolacyjnego wymusza przepływ prądu o natężeniu:

$$\hat{I}(\omega) = j\omega C_0 \left[\varepsilon_\infty + \chi'(\omega) - j \left(\frac{\sigma_{DC}}{\varepsilon_0\omega} + \chi''(\omega) \right) \right] \hat{U}_A(\omega) \quad (6.28)$$

$$\hat{I}(\omega) = j\omega C_0 [\varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega)] \hat{U}_A(\omega) \quad (6.29)$$

gdzie: C_0 – pojemność geometryczna układu.

Część urojona przenikalności elektrycznej odpowiada za straty energii w dielektryku i zawiera straty spowodowane przewodnością (σ_{DC}) oraz absorpcją (polaryzacją).

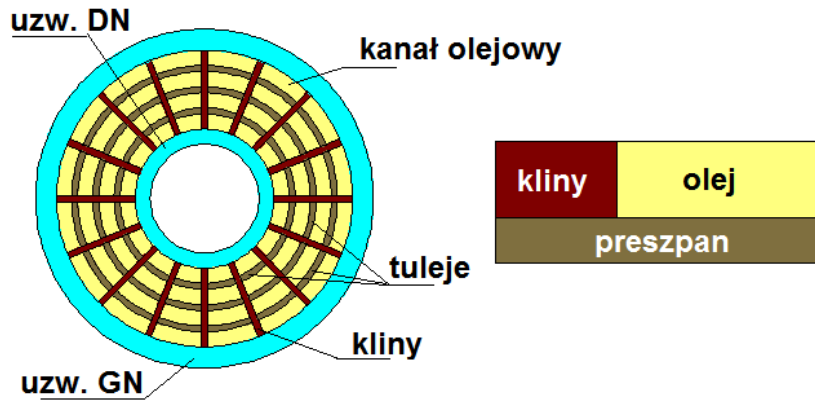
Przy wyznaczaniu ε'' przy danej częstotliwości, nie jest możliwe rozdzielanie strat rezystancyjnych i dielektrycznych, jednak można zauważyć, że w przypadku, gdy przeważają straty rezystancyjne charakterystyka $\varepsilon''(\omega)$ ma nachylenie ω^{-1} , a część rzeczywista przenikalności $\varepsilon'(\omega) = const.$ Iloraz części urojonej i rzeczywistej przenikalności daje w wyniku wartość współczynnika strat dielektrycznych:

$$tg\delta(\omega) = \frac{\varepsilon''(\omega)}{\varepsilon'(\omega)} \quad (6.30)$$

Produkty powstające w procesie starzenia papieru i oleju (układu papierowo-olejowego) zmieniają własności dielektryczne oraz przewodność papieru i oleju, a tym samym wpływają na przebieg charakterystyk przenikalności elektrycznej ε' i ε'' oraz współczynnika strat $tg\delta$ [4, 88, 154]. Duży wpływ zawartości wody na kształt charakterystyk częstotliwościowych spowodował, że metoda FDS wykorzystywana jest głównie do określania stopnia zawilgocenia układów papierowo-olejowych [13, 19, 20, 27-30, 32, 57, 59, 62]. Według [97] czułość $tg\delta$ na zmiany zawilgocenia przy częstotliwościach $< 0,1$ Hz jest ponad dziesięciokrotnie większa niż w 50Hz, przy których przeprowadzane są rutynowe pomiary. Zawilgocenie papieru impregnowanego olejem (a właściwie izolacji celulozowo-olejowej) obliczane jest przez porównanie charakterystyk $tg\delta(f)$ badanego obiektu z charakterystykami modelowymi, które zostały wyznaczone na podstawie badań próbek izolacji celulozowej o znanej zawartości wody [80]. Stosowany model umożliwia ocenę zawilgocenia izolacji przepustu w granicach 0,2 do około (4 - 5)% [97, 168].

Komercyjne narzędzia programowe, dostarczane zwykle z miernikiem izolacji wykorzystującym metodę FDS uwzględniają proporcje celulozy i oleju w układzie izolacyjnym, temperaturę w czasie pomiaru oraz właściwości oleju: przewodność właściwą i przenikalność względną [164, 168].

Model obliczeniowy służący do obliczenia zawilgocenia jest przeznaczony głównie dla izolacji papierowo-olejowej transformatorów (uwzględnia kliny i tuleje rozdzielające uzwojenia – rys. 6.4 [15, 47, 163, 157]), jednak jest na tyle uniwersalny, że można używać go także dla izolatorów pod warunkiem zastosowania ograniczeń w proporcjach materiałów izolacyjnych [164, 168]. Dla izolatorów zaleca się wprowadzenie wartości 20-100% dla ilości tulei (co odpowiada warstwom papieru w rdzeniu kondensatorowym), natomiast kliny (nie występujące w izolatorach) są pomijane (zawartość 0-5%).



Rys. 6.4. Model papierowo-olejowego układu izolacyjnego, używany do obliczeń zawilgocenia [168]

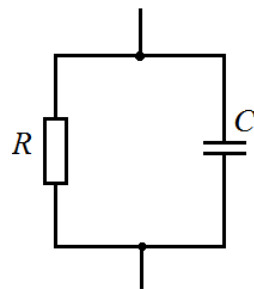
6.1 Zależność współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od temperatury

W literaturze [136, 154] przyjęto, że charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta$ ulegają przesunięciu równoległe do osi częstotliwości, zgodnie ze wzorem:

$$\text{tg}\delta(T_1, f) = \text{tg}\delta(T_2, \alpha \cdot f) \quad (6.31)$$

który mówi, że przy zmianie temperatury od wartości T_1 do T_2 , takie same wartości współczynnika strat dielektrycznych wystąpią odpowiednio przy częstotliwości f oraz $\alpha \cdot f$.

Dla prostego schematu zastępczego dielektryka (układ równoległy RC – rys. 6.5)



Rys. 6.5. Schemat zastępczy układu izolacyjnego (dielektryka)

przesunięcie wynika ze zmiany rezystancji (przy założeniu, że temperatura nie ma wpływu na pojemność) zgodnie z równaniem Arrheniusa [63, 82, 136]:

$$R(T_1) = R(T_0) \cdot e^{\frac{E}{kT_1}} \quad (6.32)$$

gdzie:

$R(T_0)$ – rezystancja w temp. T_0 [K],

E – energia aktywacji [J],

k – stała Boltzmanna ($k=1,3806488(13) \times 10^{-23}$ J/K),

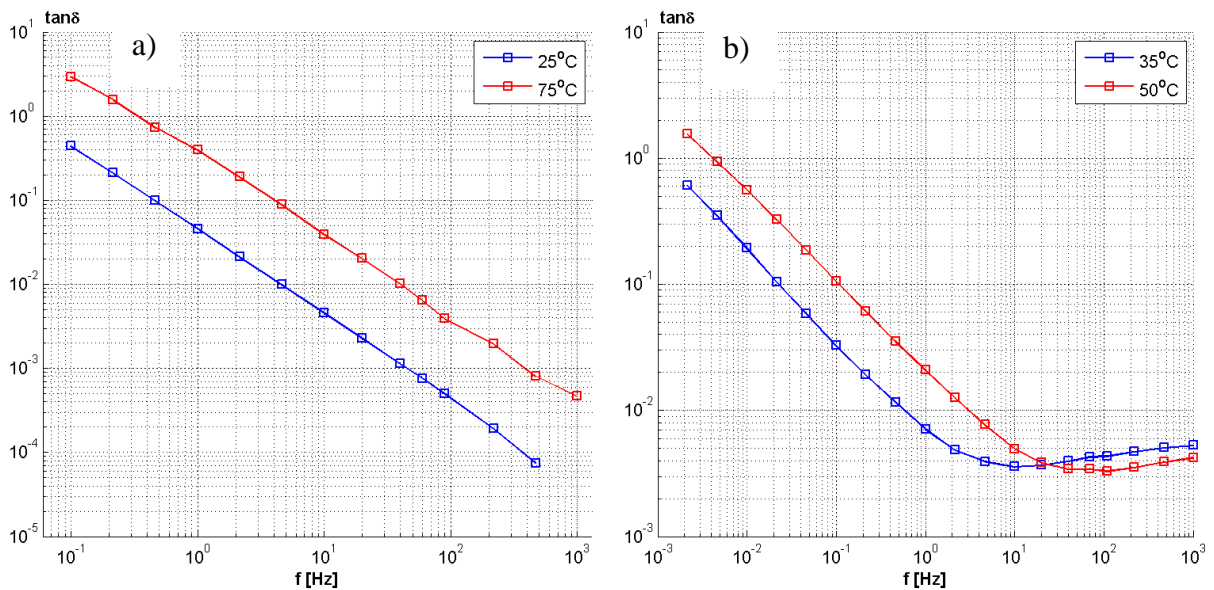
T_1 – temperatura układu [K].

Stąd:

$$\operatorname{tg}\delta(T_1, f_1) = \frac{1}{2\pi f_1 R_1 C} = \operatorname{tg}\delta(T_2, f_2) = \frac{1}{2\pi f_2 R_2 C} \quad (6.33)$$

$$\alpha = \frac{f_2}{f_1} = e^{\frac{E}{k}(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2})} \quad (6.34)$$

Przykład przesunięcia charakterystyk $\operatorname{tg}\delta(f)$ dla oleju elektroizolacyjnego i papieru impregnowanego olejem przedstawiono na rys. 6.6.



Rys. 6.6. Przesunięcie charakterystyki $\operatorname{tg}\delta(f)$ a) oleju w temp. 25°C i 75°C, b) papieru impregnowanego olejem w temp. 35°C i 50°C [opracowanie własne]

Pojęcie energii aktywacji zostało zapożyczony z teorii absolutnych szybkości reakcji chemicznych. Stała szybkości reakcji s dana jest wzorem Arrheniusa [132]:

$$\ln s = -\frac{E}{kT} + \text{const.} \text{ lub } s = A \cdot e^{-\frac{E}{kT}} \quad (6.35)$$

gdzie:

- E – energia aktywacji [J],
- k – stała Boltzmann [J/K],
- T – temperatura [K],

przy czym należy uwzględnić, że w reakcjach chemicznych z substratów powstają nowe produkty, o innym składzie chemicznym.

Przy opisie zjawisk zachodzących w dielektrykach, pojęcie energii aktywacji dotyczy zmian własności dielektrycznych, bez zmiany składu chemicznego materiału [41]. Energia ta oznacza energię potrzebną do zmiany orientacji dipola, który podczas zmiany kierunku w polu elektrycznym napotyka barierę energetyczną i nie jest tożsama, pomimo podobieństwa formalnego opisu, z energią aktywacji procesów chemicznych zachodzących w materiałach izolacyjnych podczas ich starzenia, opisaną w rozdziale 4.2. Energia aktywacji dielektryka związana jest z czasem relaksacji: $\tau = A \cdot e^{\frac{E}{kT}}$ (A - stała).

Przyjmując schemat zastępczy dielektryka w postaci układu równoległego RC (jak na rys. 6.5), dla którego czas relaksacji $\tau = RC$, i zakładając, że pojemność C nie zależy od temperatury, można wyjaśnić zależność czasu relaksacji od temperatury przez zmianę rezystancji (wzór 6.32) i w efekcie wyprowadzić jak wyżej, równanie 6.34.

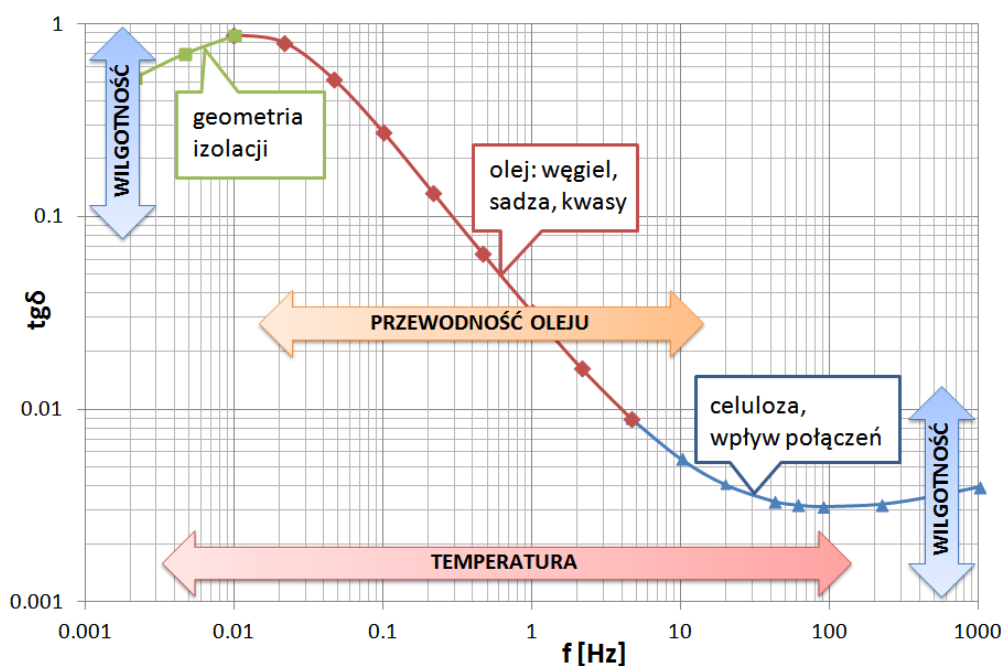
6.2 Aktualny sposób wykorzystania metody FDS, jej ograniczenia oraz nowe możliwości zastosowania

Metoda FDS praktycznie używana jest jedynie do określenia stopnia zawilgocenia izolacji papierowo-olejowej [28, 102, 114, 157] transformatorów energetycznych, na podstawie przebiegu charakterystyk częstotliwościowych współczynnika strat $\text{tg}\delta$. Dzięki badaniom porównawczym materiałów celulozowych impregnowanych olejem, w których znana była zawartość wody, opracowano programy obliczające zawilgocenie układu izolacyjnego na podstawie dopasowania danych pomiarowych i empirycznych [80], uwzględniając przy tym temperaturę układu oraz przewodność oleju.

Obecnie możliwe jest również określanie zawartości wody w materiałach impregnowanych innymi cieczami izolacyjnymi: estrami naturalnymi i syntetycznymi oraz olejem silikonowym [164].

Model obliczeniowy jak i dane doświadczalne dotyczą głównie układów izolacyjnych stosowanych w transformatorach [156], które różnią się zarówno konstrukcją jak i składem materiałów celulozowych (papier cienki, gruby, preszpan, sklejka transformatorowa) od rdzenia kondensatorowego w izolatorach OIP, gdzie zastosowany jest papier cienki. Stąd też przy obliczaniu zawilgocenia izolatorów, najlepsze dopasowanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ pomiarowych i modelowych często uzyskuje się dla nierealnie małych wartości przewodności oleju (10^{-15} S/m), które są o kilka rzędów wielkości mniejsze od zmierzonej przewodności oleju pobranego z badanego izolatora.

Chociaż znane są odkształcenia charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ spowodowane przez zmiany zawilgocenia układu izolacyjnego, temperatury i przewodności oleju (rys. 6.7) [46, 71, 157], to w przypadku izolatorów zmiany kształtu mogą być spowodowane również innymi przyczynami, np. degradacją warstw papieru między foliami przewodzącymi.



Rys. 6.7. Wpływ różnych czynników na kształt charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$

Dla izolatorów, oprócz określenia zawartości wilgoci, istotne jest porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ oraz, czego nie bierze się zwykle pod uwagę w przypadku transformatorów, charakterystyk częstotliwościowych pojemności, otrzymanych podczas kolejnych pomiarów tego samego obiektu, wykonywanych w odstępach czasowych.

Napotyka się tutaj dodatkowy problem związany z właściwym określeniem temperatury izolatora, którą należy wprowadzić do modelu, aby uzyskać prawidłowe wyniki.

Wskazówki, mówiące o przesuwaniu charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ ze zmianą temperatury mogą być mało użyteczne przy porównywaniu wyników pomiarów tego samego izolatora, wykonywanych w różnych warunkach, jeżeli nie zostanie podana odpowiednia temperatura zastępcza.

Dlatego przy zastosowaniu metody FDS do badań izolatorów należy:

- opracować sposób obliczania właściwej temperatury zastępczej izolatora,
- zbadać wpływ innych, niż zawilgocenie, czynników na kształt charakterystyk częstotliwościowych,
- brać pod uwagę zmiany charakterystyk pojemności $C(f)$,
- uwzględniać, przy interpretacji wyników otrzymanych metodą FDS, właściwości oleju elektroizolacyjnego, które mogą zostać określone przez analizę próbki pobranej z izolatora.

6.3 Geneza pracy

Wymienione w p. 6.2 ograniczenia metody FDS, wykorzystywanej do określenia zawilgocenia izolatorów oraz podane niżej fakty:




- starzejąca się populacja izolatorów przepustowych typu OIP, a co za tym idzie rosnące prawdopodobieństwo ich awarii,
- brak skutecznej metodyki oceny stopnia zesterzenia izolacji papierowo – olejowej izolatorów przepustowych,
- brak doniesień literaturowych określających zależność między zawilgoceniem izolatora i zawartością wody w próbce oleju,
- trudności metrologiczne w interpretacji wyników pomiarowych

były powodem podjęcia prac nad niniejszą rozprawą, w celu znalezienia nowej metodyki diagnozowania zesterzenia izolatorów przepustowych.

7 Aparatura używana do badań modelu i izolatorów

Do badań i pomiarów izolatorów przepustowych wykorzystywane są takie same przyrządy jak do badania transformatorów. Dotyczy to zarówno pomiarów elektrycznych jak i badań oleju. Przyrządy, używane do pomiarów i badań wykonanych w ramach niniejszej pracy zestawiono w tabelach 7.1 i 7.2. W pomiarach laboratoryjnych korzystano również z wyposażenia umożliwiającego zmianę temperatury badanego obiektu: komory klimatycznej, termostatów i suszarki laboratoryjnej.

Tabela 7.1. Aparatura zastosowana do badań modelu i izolatorów metodą FDS





Lp.		Rodzaj badania	Przyrząd pomiarowy
1	Pomiary elektryczne	Badanie charakterystyk częstotliwościowych współczynnika $\text{tg}\delta$ i pojemności	 <p>Miernik impedancji IDAX-300</p>
2			 <p>Wzmacniacz napięcia VAX-020</p>
3	Badanie oleju	Pomiar rezystywności oleju (do obliczenia zawilgocenia izolatora)	 <p>Miernik dużych rezystancji HP 4339B</p>

Poniżej podano dane techniczne przyrządów pomiarowych używanych do badań charakterystyk częstotliwościowych i rezystywności oleju.

- Miernik impedancji IDAX-300 [163]:
 - napięcie wyjściowe: 0-200 V_{pp},
 - prąd wyjściowy: 0-50 mA_{pp},
 - zakres częstotliwości: 0,1 mHz-10 kHz,
 - zakres mierzonych pojemności: 10 pF-100 μF,
 - dokładność pomiaru pojemności:
 - 0,5% + 1 pF, dla C>1 nF w zakresie częstotliwości 1 mHz-1 kHz,
 - 2% + 5 pF, dla C<1 nF i f<1 mHz,
 - 2% + 10 pF, dla C>1 nF i f>1 kHz,
 - zakres pomiarowy współczynnika strat tgδ: 0-10 (przy zachowanej dokładności pomiaru pojemności)
 - dokładność pomiaru tgδ:
 - >1% + 0,0003 dla C>1nF, w zakresie częstotliwości 1 mHz-100 Hz,
 - >2% + 0,0005, dla C>1nF, w zakresie częstotliwości: 100 Hz-1 kHz.
- Wzmacniacz napięcia VAX-020 [164]:
 - maksymalne napięcie wyjściowe: 2000V_{pp},
 - prąd wyjściowy: 50 mA_{pp}, przy f>50 Hz, malejący liniowo do 30 mA przy f<10 Hz,
 - zakres częstotliwości: 0-1 kHz,
 - obciążenie pojemnościowe: 0-20 μF.
- Miernik dużych rezystancji HP 4339B [162]:
 - napięcie pomiarowe: 0,1-1000 V DC,
 - prąd maksymalny: 10 mA przy U<100 V, 5 mA przy U<250 V,
2 mA przy U<500 V, 1 mA przy U<1 kV,
 - zakres mierzonych rezystancji: 10³-1,6 x10¹⁶ Ω,
 - dokładność pomiaru rezystancji: ±0,6%.

Badanie zależności temperaturowych właściwości oleju przeprowadzono korzystając z trójelektrodowych kondensatorów pomiarowych Tettex 2903 i Rhode-Schwarz umieszczonych w termostacie. Badania temperaturowe modelu wykonywano w komorze klimatycznej, przy użyciu suszarki laboratoryjnej POL-EKO SL i łaźni wodnej Julabo TW2.

Tabela 7.2. Aparatura zastosowana do badań próbek oleju z modelu i izolatorów

Lp.	Rodzaj badania	Przyrząd pomiarowy	
1	Analiza DGA		<p>Chromatograf gazowy firmy Agilent model 7890A z przystawką do odgazowania oleju typu head-space, model 7697A</p>
2	Pomiar zawartości wody w oleju metodą Karla Fischera		<p>Aparat do miareczkowania kulometrycznego 831 KF Coulometer firmy Metrohm</p>
3	Oznaczenie napięcia powierzchniowego na granicy faz między olejem a wodą		<p>Stalagmometr wykonany wg projektu opracowanego w firmie Energopomiar - Elektryka</p>
4	Oznaczenie stężeń związków pochodnych furanu		<p>Chromatograf cieczowy HPLC z detektorem diodowym firmy Knauer</p>

8 Budowa modelu izolatora przepustowego oraz charakterystyka metodyki badań

Badania izolatorów przepustowych typu OIP metodą FDS przeprowadzane są zwykle w celu określenia stopnia ich zawilgocenia [97]. Nie wiążą one jednak otrzymanyh wyników z innymi zjawiskami zachodzącymi w izolatorach: osłabieniem i przebiciem warstwy papieru izolacyjnego oraz zesterzeniem papieru impregnowanego olejem, jak i samego oleju, chociaż jest taka możliwość [69-72, 83, 84, 119]. Ponadto, mimo opisanych w literaturze [79, 93, 136, 154] zależności charakterystyk współczynnika strat $\tan\delta$ od temperatury izolatora, pozostaje nierozwiązany problem wpływu rozkładu temperatury w izolatorze na otrzywane wyniki. Braki te utrudniają w istotny sposób wiarygodną ocenę stanu izolatorów, szczególnie w przypadkach, gdy uzyskane wyniki nie pozwalają na jednoznaczną klasyfikację dobry/zły.

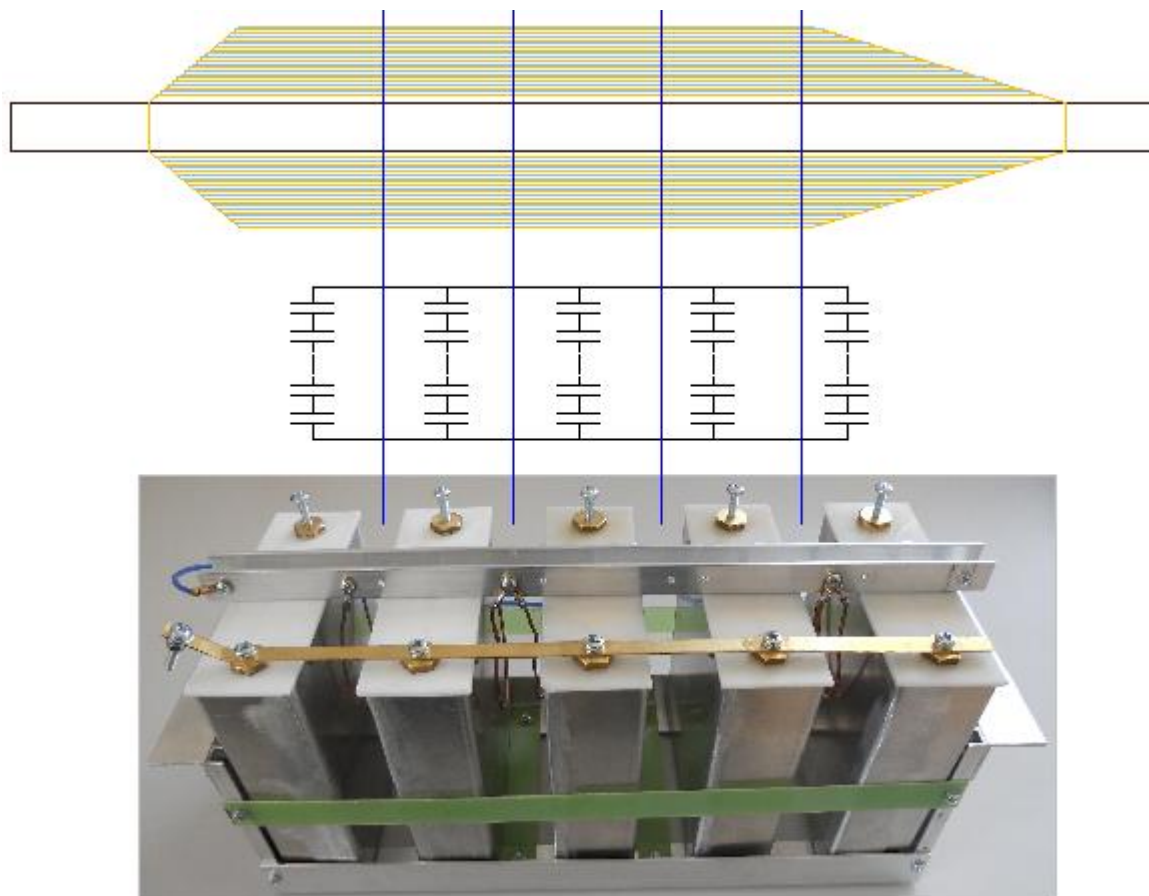
Dlatego też autor w ramach rozprawy postanowił przeprowadzić badania wpływu następujących zjawisk:

- zwierania jednej z warstw papieru izolacyjnego,
- starzenia papieru izolacyjnego,
- niejednorodnej temperatury izolatora,

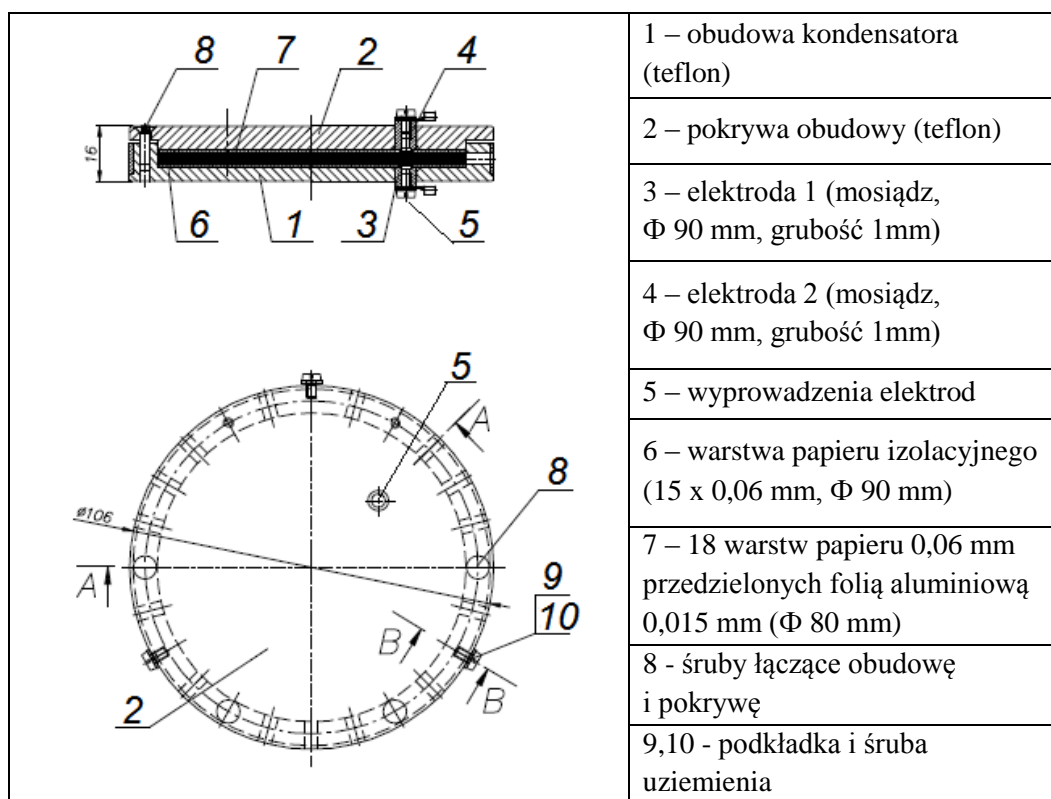
na wyniki uzyskane metodą spektroskopii częstotliwościowej. Dla przeprowadzenia tych badań autor zaprojektował i wykonał według własnej koncepcji odpowiedni model izolatora przepustowego. Aby model był zbliżony do rzeczywistego izolatora typu OIP:

- zastosowano najczęściej wykorzystywane materiały: papier elektroizolacyjny i folię aluminiową,
- przyjęto, że pojemność układu powinna być zbliżona do przeciętnej pojemności izolatorów 220 kV (najczęściej spotykanych w krajowej energetyce), wynoszącej ok. 370 pF,
- stworzono możliwość symulacji niejednorodnej temperatury wzdłuż osi podłużnej izolatora (część zanurzona w oleju, część przy kadzi transformatora, część napowietrzna),
- zapewniono możliwość obserwacji degradacji warstwy izolacyjnej przez zmianę jej rezystancji.

Model skonstruowany przez autora różnił się od opisywanych w literaturze [8, 24, 36, 64, 65, 71, 72, 77, 81, 92] i miał postać układu pięciu połączonych równolegle kondensatorów (rys. 8.1). Każdy z nich składał się z metalicznych warstw przewodzących, przedzielonych warstwami papieru impregnowanego olejem (rys. 8.2), zamkniętych w obudowie wykonanej z teflonu.



Rys. 8.1. Schemat poglądowy i widok modelu izolatora w postaci układu kondensatorów połączonych równolegle



Rys. 8.2. Konstrukcja kondensatora modelowego

Obliczona pojemność pojedynczego kondensatora wynosi 76,3 pF.

W obudowie kondensatora na obwodzie, z boku, przewidziano otwory zapewniające kontakt z olejem, wypełniającym zbiornik, w którym zanurzony jest kondensator.

8.1 Proces wykonywania kondensatorów

Wykonanie każdego kondensatora przebiegało w następujących etapach:

- wycięcie krążków papieru izolacyjnego i folii aluminiowej,
- złożenie kondensatora,
- suszenie w piecu próżniowym,
- impregnacja olejem,
- umieszczenie w pojemniku napełnionym olejem izolacyjnym.

Zawartość wody w papierze przed suszeniem, zmierzona metodą Karla Fischera (K-F), wynosiła 8,1%, natomiast olej użyty do zalania kondensatorów zawierał 8 ppm wody.

W ramach pracy wykonano sześć sztuk kondensatorów (rys. 8.4), z których jeden (oznaczony p0) przeznaczono do badania zachowań przy starzeniu i przebiciu warstwy papieru izolacyjnego, a pięć (o numerach p1-p5) wykorzystano do przeprowadzenia prób temperaturowych.

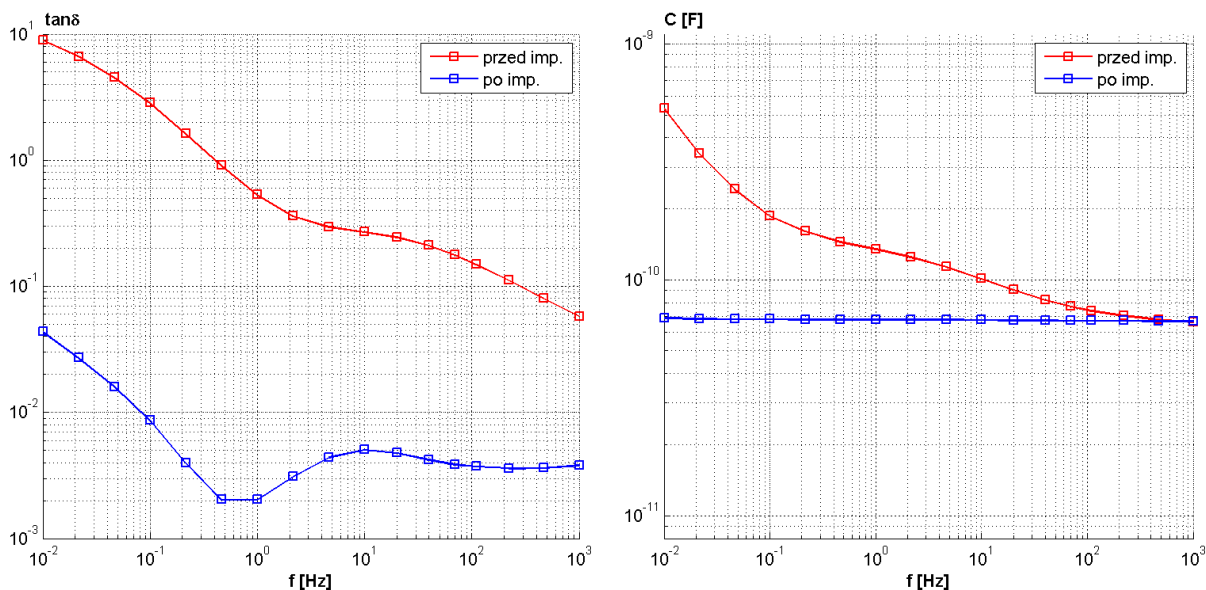


Rys. 8.3. Widok elektrody mosiężnej, krążków papieru i folii aluminiowej użytych do budowy kondensatora



Rys. 8.4. Widok kondensatora po suszeniu i impregnacji olejem

W celu zbadania skuteczności suszenia i impregnacji wyznaczono charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ po złożeniu kondensatorów (bez oleju) i po zakończeniu procesu impregnacji [172]. Ich parametry zestawiono w tabeli 8.1.



Rys. 8.5. Wyznaczone charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przed i po impregnacji olejem (czerwony, niebieski) dla pojedynczego kondensatora

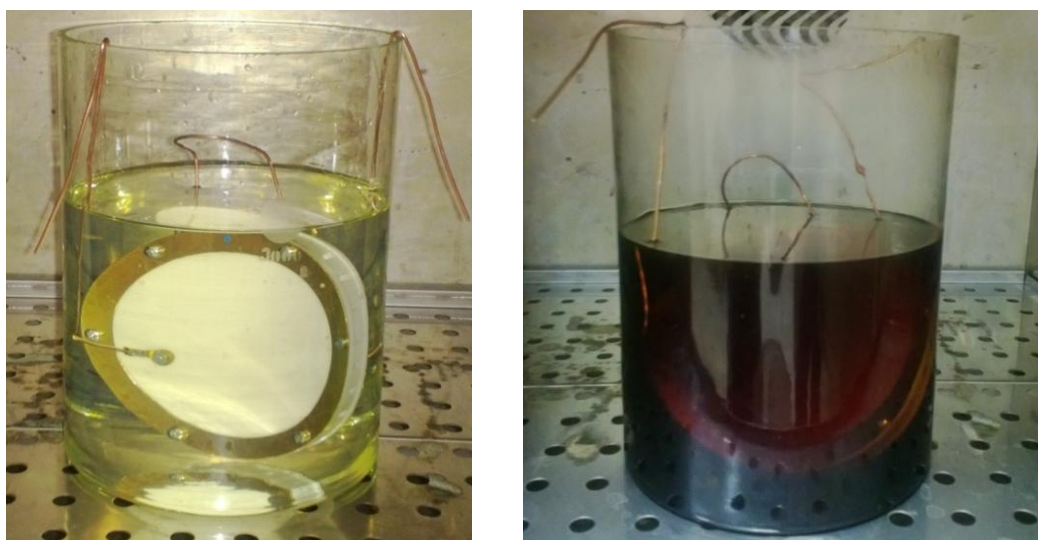
Tabela 8.1. Zmierzone parametry kondensatorów modelowych przed i po impregnacji olejem

Nr kondensatora	Wartości przed suszeniem i impregnacją przy $f=50$ Hz		Wartości bezpośrednio po impregnacji przy $f=50$ Hz	
	$\text{tg}\delta$ [%]	C [pF]	$\text{tg}\delta$ [%]	C [pF]
p0	20,3	81,4	0,43	68,4
p1	20,1	80,5	0,42	67,3
p2	19,8	78,0	0,32	66,9
p3	19,3	77,4	0,32	66,0
p4	18,8	76,6	0,36	66,6
p5	23,2	83,6	0,54	68,0

Przed przystąpieniem do planowanych pomiarów, w celu osiągnięcia stanu równowagi pomiędzy zawartością wilgoci w papierze i oleju, kondensatory sezonowano przez 7 dni w temp. 25°C w szczelnym naczyniu szklanym napełnionym olejem. Następnie każdy z pięciu kondensatorów, stanowiących model izolatora, umieszczono w osobnym aluminiowym pojemniku w kształcie prostopadłościanu o wymiarach $14 \times 12 \times 4$ cm. Pojemniki te napełniono świeżym olejem Nytro Taurus o zawartości 8 ppm wody i zamknięto przykrywką zaopatrzoną w otwory do wyprowadzenia przewodów. Szósty kondensator (p0) umieszczono w szklanym zamykanym pojemniku o objętości 3 l, który również napełniono olejem (około 2,5 l). Tak przygotowane modele sezonowano przez kolejnych 7 dni. Podobny, 14 dniowy okres sezonowania modelu przed przystąpieniem do pomiarów opisano w pracy [24].

8.2 Starzenie

Dla zbadania wpływu zestarzenia papieru impregnowanego olejem na charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta$ i pojemności izolatora, kondensator modelowy p0 poddano przyspieszonemu procesowi starzenia, w termostacie o regulowanej temperaturze. Kondensator był umieszczony w naczyniu szklanym, napełnionym świeżym olejem izolacyjnym (rys. 8.6). Proces starzenia przebiegał w sześciu etapach, po zakończeniu każdego z nich wyznaczano charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ kondensatora, jak również pobierano próbkę oleju do badań zawartości wody, pochodnych furanu i napięcia powierzchniowego (rys. 8.7).



Rys. 8.6. Widok kondensatora p0 przed i po 240 godzinach starzenia



Rys. 8.7. Wygląd kolejnych próbek oleju, pobieranych podczas starzenia

Objętość każdej próbki wynosiła 45 ml, tak, że całkowita ilość pobranego oleju wynosiła ok. 10% objętości oleju w naczyniu (2,5 l). Starzenie prowadzono najpierw w temperaturze 100°C (stosowanej przy badaniach kompatybilności oleju i materiałów konstrukcyjnych), którą podnoszono w kolejnych etapach aż do 130°C, tak aby uzyskać

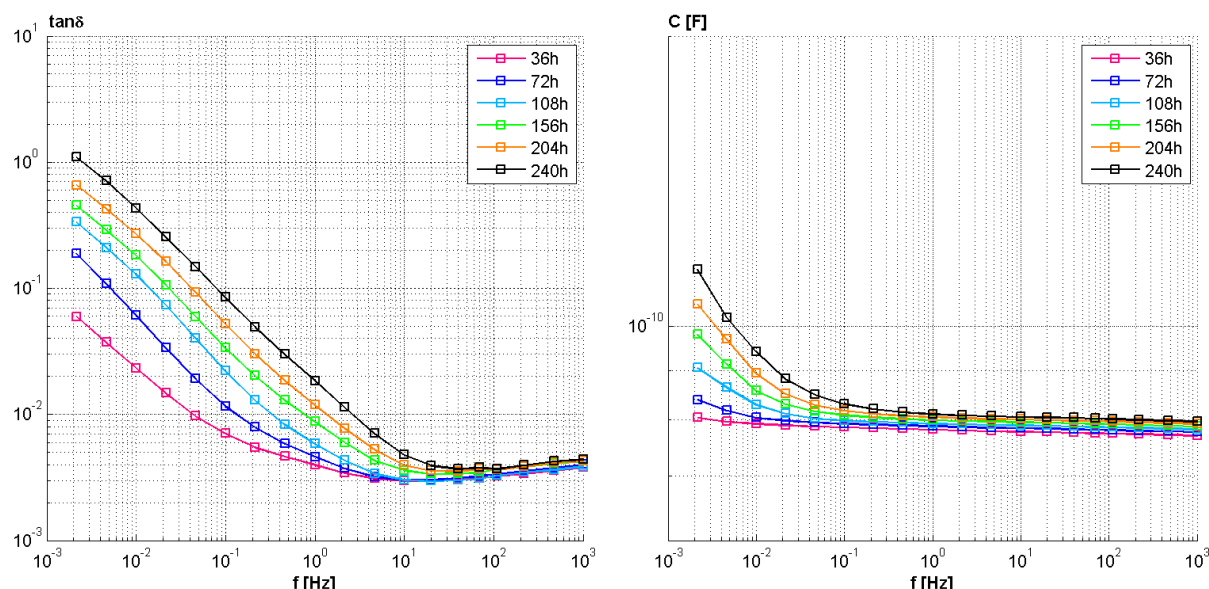
zauważalny przyrost stężenia 2-FAL. Zakończenie starzenia po 240 godzinach nastąpiło ze względu na zaawansowaną degradację oleju, charakteryzującą się wydzielaniem osadu. Wyniki badań pobieranych próbek oleju przedstawiono w tabeli 8.2.

Tabela 8.2. Wyniki badań oleju w trakcie starzenia

Łączny czas próby [h]	Etap (nr próbki)	Czas trwania etapu [h]	Temp. [°C]	Zawartość wody [ppm] (34°C)	Stężenie 2-FAL [mg/kg]	Napięcie powierzchniowe [mN/m]
-	Przed próbą	-	-	12	< 0,01	43
36	1	36	100	26	0,01	37
72	2	36	100	24	0,01	30
108	3	36	110	21	0,02	27
156	4	48	120	20	0,07	25
204	5	48	130	20	0,09	23
240	6	36	130	20	0,15 ^{**}	20

^{**} w próbce 6 oprócz 2-FAL pojawiły się również inne pochodne furanu: 2-HMF i 5-MEF w ilości 0,01 mg/kg każdy.

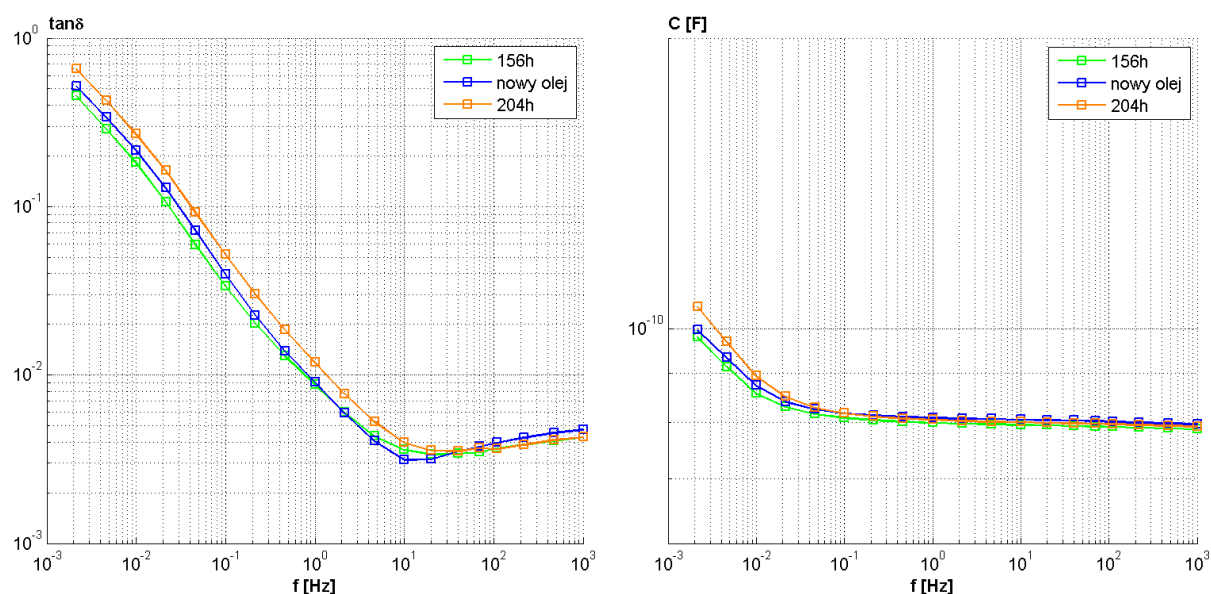
Uzyskane charakterystyki częstotliwościowe $\tan\delta$ i pojemności kondensatora wyznaczone w zakresie 0,002 Hz-1000 Hz (w temp. 34°C), przedstawiono na rys. 8.8.



Rys. 8.8. Charakterystyki $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ kondensatora po kolejnych etapach starzenia

Zarówno charakterystyki współczynnika strat $\tan\delta$ jak i pojemności zmieniały się podczas starzenia. Ponieważ zawartość wody w oleju nie uległa praktycznie zmianie, można wnioskować, że zmiany charakterystyk są spowodowane powstaniem produktów starzenia papieru i oleju, innych niż woda [60].

Próbki oleju pobierane do badań z rzeczywistych izolatorów OIP zazwyczaj nie wykazują znaczącego zestarzenia, z uwagi na niższe niż w eksperymencie temperatury pracy. Dlatego też po zakończeniu procesu starzenia, kondensator został wypłukany oraz ponownie umieszczony w naczyniu ze świeżym olejem. Zabieg ten miał na celu wykluczenie wpływu ewentualnych pozostałości produktów starzenia oleju na wyniki badań i skoncentrowanie się na własnościach papieru impregnowanego olejem [46]. Wymiana oleju poprawiła charakterystykę $\text{tg}\delta$ w niższych częstotliwościach, plasując ją pomiędzy charakterystykami czwartego i piątego etapu (rys. 8.9).



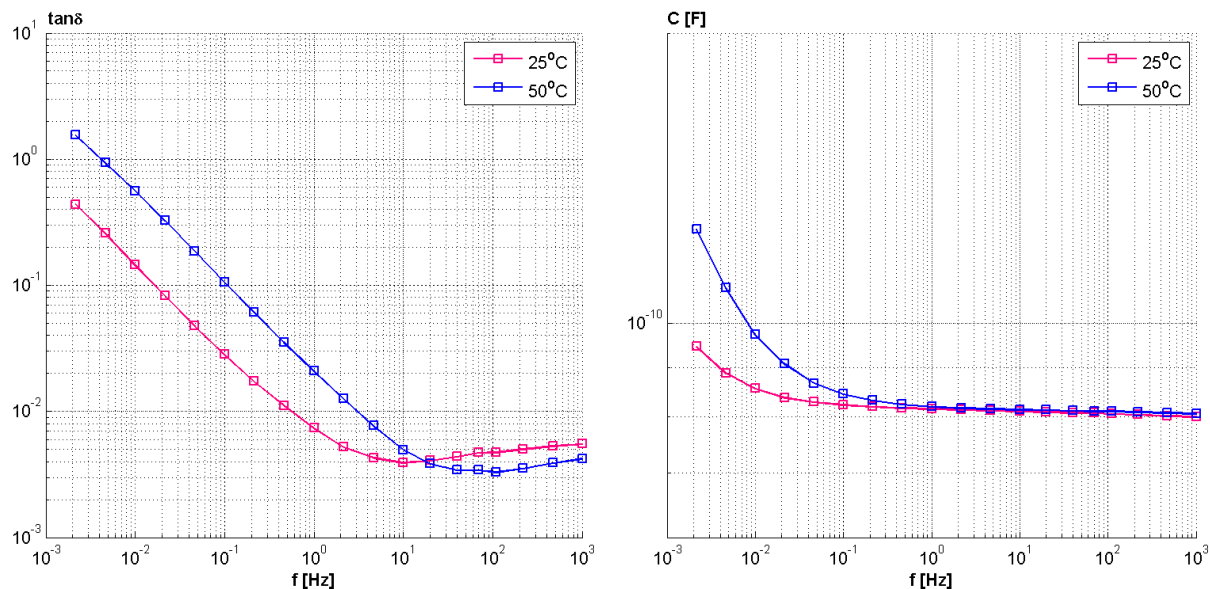
Rys. 8.9. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ kondensatora p0 w trakcie starzenia i po wymianie oleju

Należy też zauważyć, że zarówno zmiany starzeniowe jak i wymiana oleju nie wpłynęły znacząco na wartości parametrów kondensatora mierzonych przy częstotliwości 50 Hz, co przedstawiono w tabeli 8.3.

Tabela 8.3. Parametry kondensatora modelowego w trakcie starzenia mierzone przy $f=50\text{Hz}$

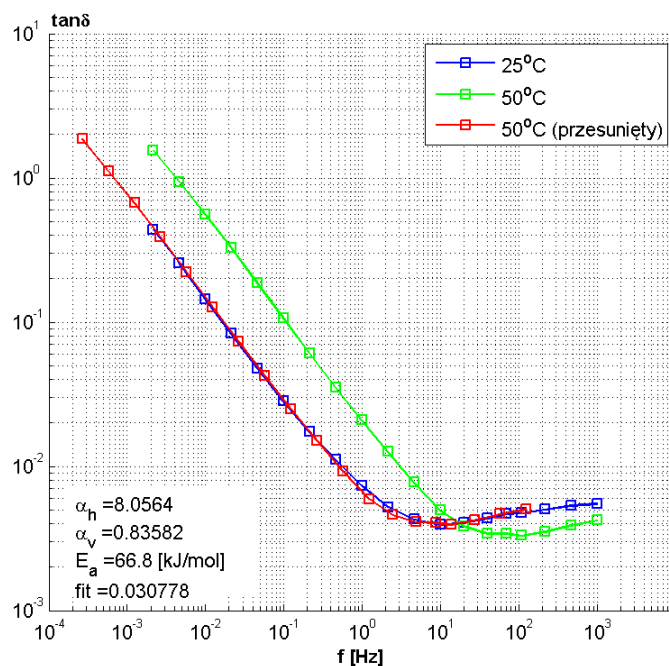
Etap	$\text{tg}\delta$ [%]	C [pF]
1	0,31	77,6
2	0,32	78,3
3	0,30	78,8
4	0,34	79,4
5	0,36	79,9
6	0,37	80,4
nowy olej	0,36	80,4

Po starzeniu, w celu określenia energii aktywacji, przeprowadzono badania kondensatora metodą FDS w dwóch temperaturach: 25° i 50°C. Wyniki przedstawiono na rys. 8.10.



Rys. 8.10. Charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ kondensatora p0 w temp. 25°C i 50°C

Na podstawie przesunięcia charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ wyznaczonych w różnych temperaturach obliczono energię aktywacji, korzystając z autorskiej procedury obliczeniowej napisanej w programie Matlab (rys. 8.11). Wynosi ona 66,8 kJ/mol.



Rys. 8.11. Obliczanie energii aktywacji na podstawie przesunięcia charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$

8.3 Analiza możliwości wykrywania zmian w papierowo-olejowym układzie izolacyjnym za pomocą metody FDS (przebicie warstwy dielektryka)

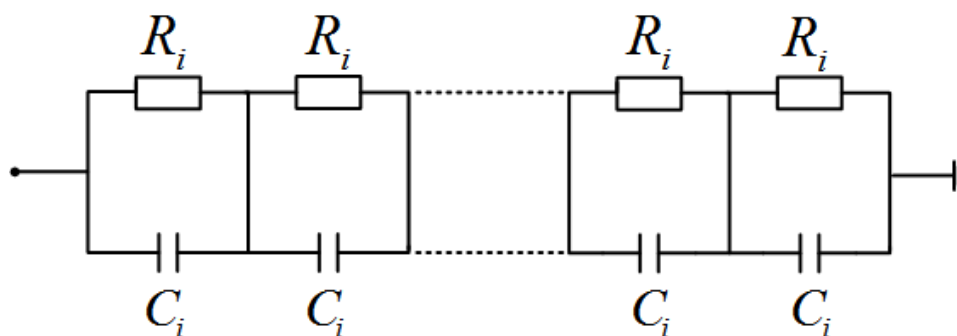
Często przyczyną uszkodzenia izolatora przepustowego jest zwarcie folii przewodzących z powodu degradacji warstwy papieru izolacyjnego [6]. Miejscowe pogorszenie własności izolacyjnych papieru i osłabienie jego wytrzymałości elektrycznej prowadzi do powstania wyładowań niezupełnych, które rozwijając się powiększają obszar uszkodzenia, doprowadzając do przebicia warstwy papieru i zwarcia folii przewodzących. Skutki oddziaływania wnz przedstawiono rys. 8.12.



Rys. 8.12. Widok izolatora 420 kV, w którym rozwijało się przebicie wewnętrznej warstwy papieru izolacyjnego [fot. własne]

Uszkodzenie takie jest trudne do wykrycia we wczesnym stadium rozwoju, może także zostać przeoczone nawet przy systematycznie wykonywanych pomiarach współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności izolatora. Zmiana pojemności, wobec braku danych fabrycznych, jak też znajomości konstrukcji izolatora (ilość warstw, zmiana pojemności przy zwarcu jednej warstwy), może nie być dostatecznym sygnałem do wycofania izolatora z eksploatacji, gdy wartość $\text{tg}\delta$ jest poniżej dopuszczalnej.

Adaptując procedurę obliczania degradacji warstwy izolacyjnej, omówioną w [45, 107], przeprowadzono symulację zmiany współczynnika $\text{tg}\delta$ w zależności od rezystancji warstwy papieru, od wartości początkowej do całkowitego przebicia ($R=0$), wykorzystując schemat zastępczy (rys. 8.13).



Rys. 8.13. Schemat zastępczy izolatora jako układ kondensatorów stratnych, połączonych szeregowo

Impedancja jednego kondensatora wynosi:

$$Z_i = \frac{R_i}{1 + j\omega C_i R_i} \quad (8.1)$$

wydziela się na nim moc strat:

$$P_i = \omega C_i U_i^2 \operatorname{tg} \delta_i \quad (8.2)$$

całkowita moc strat wynosi:

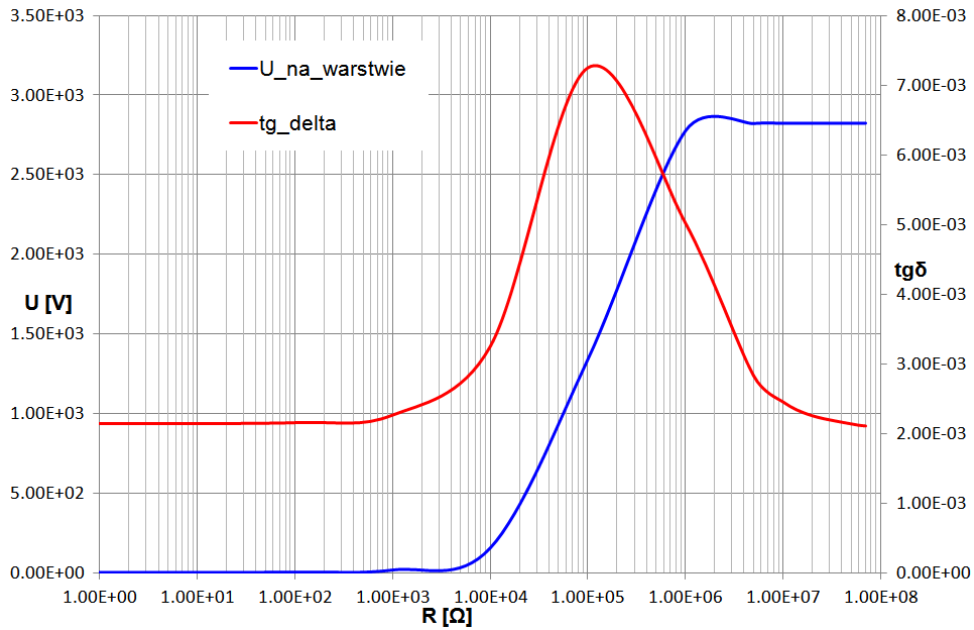
$$P = \sum_{i=1}^n P_i = P_i + \sum_{i=1}^{n-1} P_i \quad (8.3)$$

a współczynnik strat całego układu:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P}{\omega C U^2} \quad (8.4)$$

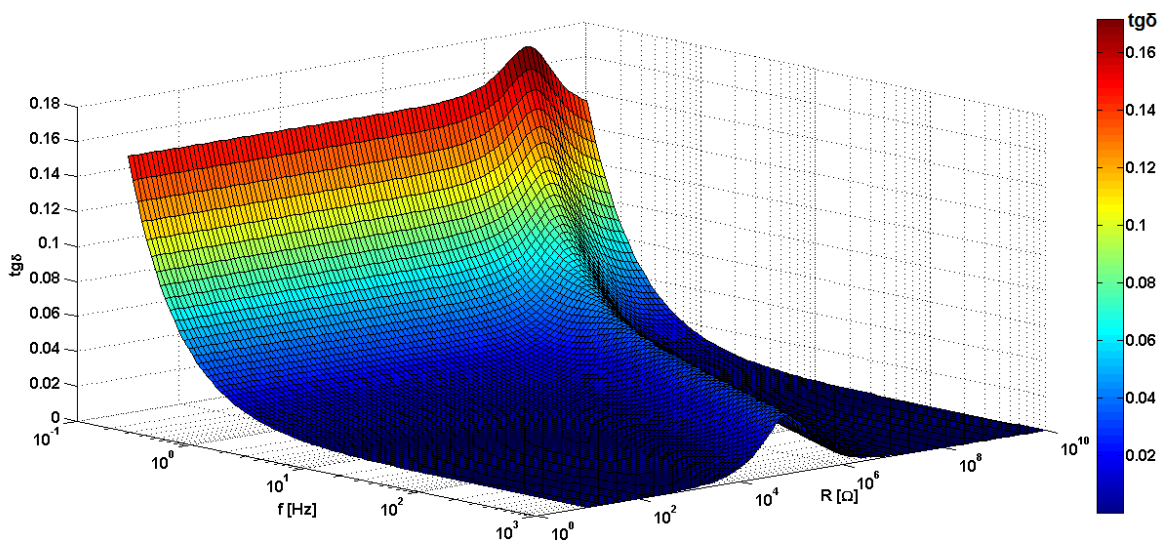
Jeżeli rezystancja R_i maleje, to zmniejsza się impedancja pojedynczego kondensatora, jak i całego układu, co przy stałej wartości napięcia U powoduje wzrost natężenia prądu oraz strat. Dzieje się tak do momentu, aż rezystancja R_i zmaleje w takim stopniu (zmniejszy się również pojemność C_i), że spadek napięcia U_i na pojedynczym kondensatorze i moc P_i będą pomijalnie małe. W takim przypadku można mówić o przebiciu warstwy dielektryka, przy czym wartość współczynnika strat $\operatorname{tg} \delta$ układu powróci do wartości bliskiej początkowej. Zgodnie z [45] współczynnik $\operatorname{tg} \delta$ mierzony przy częstotliwości 50 Hz przyjmuje maksimum, gdy rezystancja warstwy papieru spadnie do ok. 0,03 wartości początkowej. Przebieg zmiany

spadku napięcia na warstwie oraz zmiany współczynnika strat $\text{tg}\delta$ przy częstotliwości 50 Hz, w izolatorze przepustowym na napięcie 220 kV, który ma 42 warstwy dielektryka [104], pojemność ok. 375 pF i początkową wartość $\text{tg}\delta=0,21\%$, pokazano na rys. 8.14.



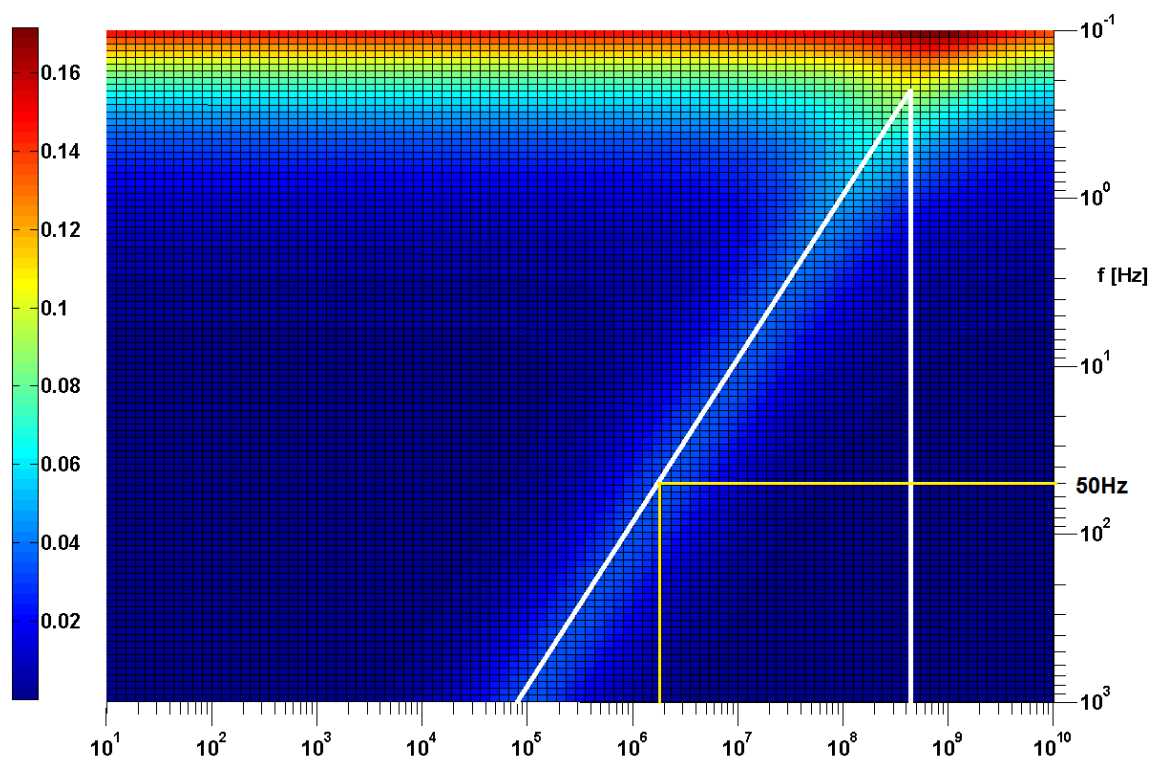
Rys. 8.14. Zmiana wartości $\text{tg}\delta$ izolatora 220 kV i spadku napięcia na jednej warstwie dielektryka przy zmianie rezystancji warstwy [rys. własny]

W modelu obliczeniowym, sporządzonym przez autora przy pomocy programu Matlab, zbadano możliwość wykrycia mniejszych zmian rezystancji warstwy, za pomocą określenia zmian współczynnika $\text{tg}\delta$ w funkcji częstotliwości (rys. 8.15).



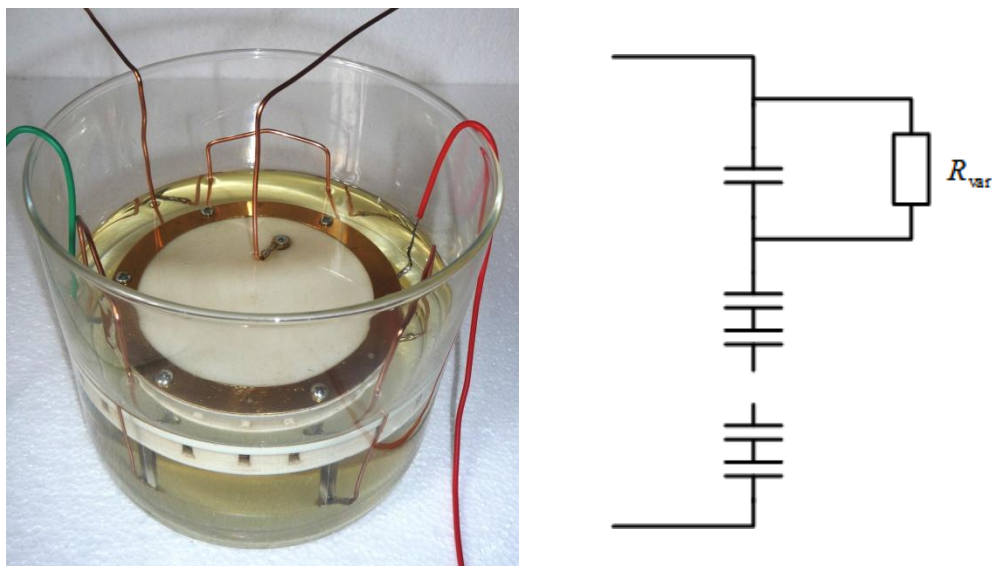
Rys. 8.15. Zmiana $\text{tg}\delta$ izolatora przepustowego w funkcji częstotliwości i rezystancji jednej warstwy papieru [rys. własny]

Wyznaczenie wartości współczynnika strat $\text{tg}\delta$ przy niskich częstotliwościach (już ok. 0,01 Hz) pozwala na wykrycie zmian rezystancji warstwy co najmniej kilkadziesiąt razy mniejszych niż widoczne przy 50 Hz. Rezystancja warstwy papieru wynosząca ok. 100 k Ω ujawnia się w postaci maksimum $\text{tg}\delta$ przy częstotliwości 1000 Hz, przy 50Hz maksimum występuje dla ok. 2 M Ω , natomiast przy częstotliwości ok. 0,2 Hz przebieg charakterystyki $\text{tg}\delta$ zmienia się już przy rezystancji warstwy ok. 600 M Ω (rys. 8.16).



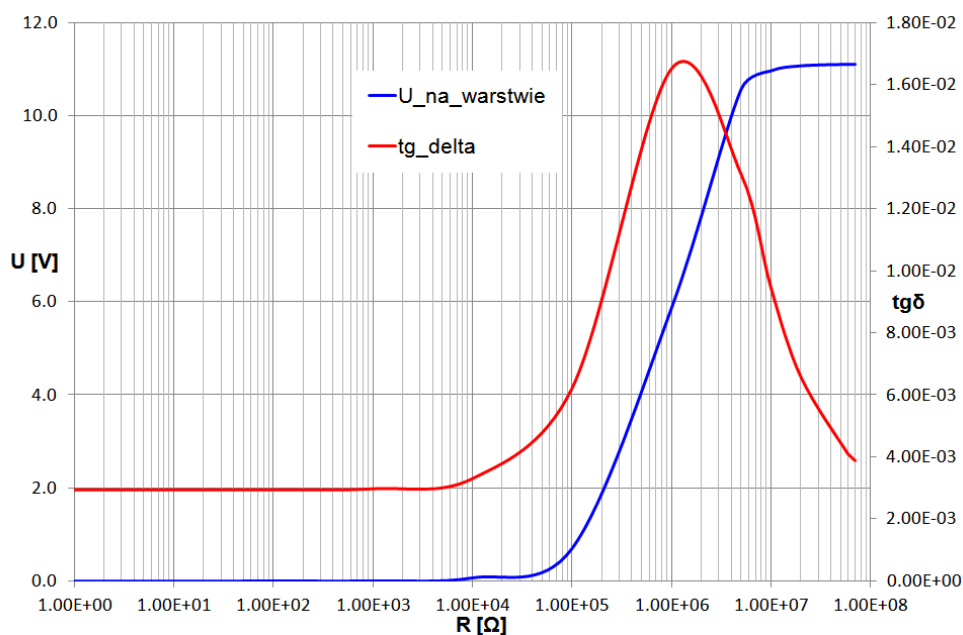
Rys. 8.16. Przebieg grzbietu (maksimum) $\text{tg}\delta$ (linia biała) izolatora przepustowego w funkcji rezystancji jednej warstwy papieru i częstotliwości [rys. własny]

Model matematyczny został sprawdzony eksperymentalnie z wykorzystaniem kondensatora p0. Dwie okładki z folii aluminiowej łączono przez rezystancję zewnętrzną (R_{var}), zmieniającą się od 10 G Ω do 50 Ω (rys. 8.17). Dla każdej wartości rezystancji wyznaczono charakterystyki $\text{tg}\delta$ i pojemności w funkcji częstotliwości zmienianej od 0,01 Hz do 1000 Hz.



Rys. 8.17. Widok kondensatora i układu połączeń do badania zwarcia warstwy [rys. własny]


Teoretyczny wykres zmian napięcia na warstwie i współczynnika strat $\text{tg}\delta$ modelu (pojemność początkowa 106 pF, 18 warstw dielektryka) wykonany przez autora, przy częstotliwości 50 Hz, i napięciu o wartości skutecznej $U_{sk} = 140 \text{ V}$, przedstawiono na rys. 8.18.



Rys. 8.18. Zmiana wartości $\text{tg}\delta$ modelu i spadku napięcia na jednej warstwie dielektryka przy zmianie rezystancji warstwy [rys. własny]

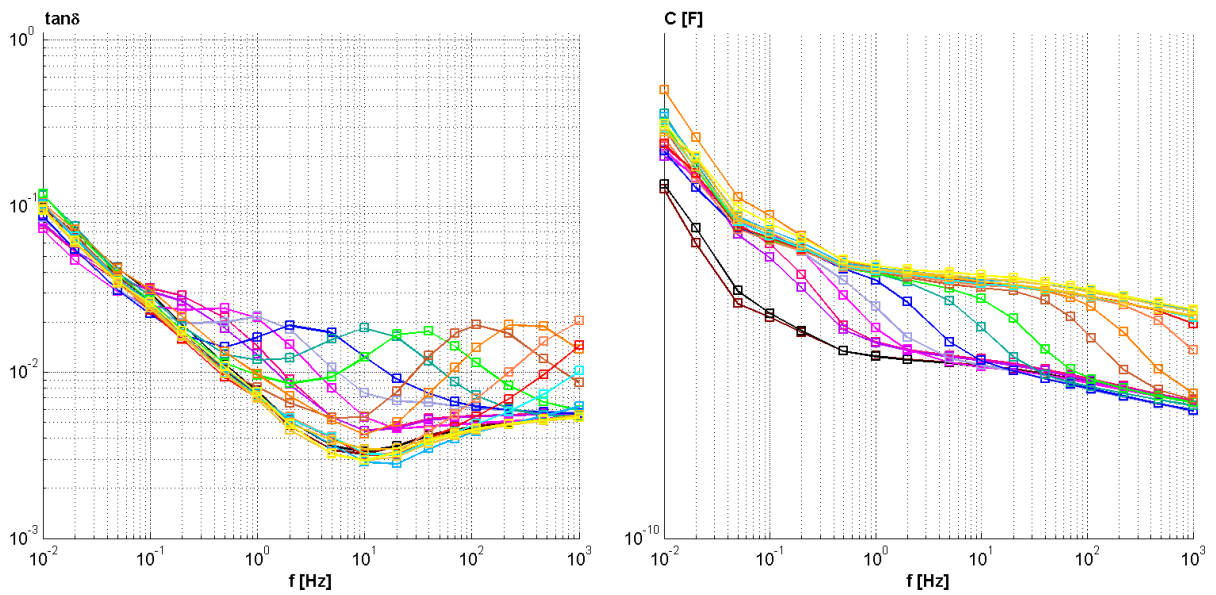
Maksimum $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz})$ wystąpiło przy rezystancji $1 \text{ M}\Omega$, pojemność kondensatora wzrosła ze 106,1 pF do ok. 109,6 pF (jedna warstwa papieru zwarta) (tabela 8.4).

Tabela 8.4. Wartości $\text{tg}\delta$ i pojemności kondensatora p_0 przy zmianie rezystancji jednej warstwy papieru, częstotliwość 50 Hz

Nr przebiegu	R [Ω]		$\text{tg}\delta$ [%]	C [pF]
1	10G (warstwa rozwarta)		0,4325	106,1
2	5G		0,4399	106,1
3	2,5G		0,424	106,0
4	250M		0,5318	106,2
5	200M		0,5219	106,2
6	100M		0,4777	106,0
7	50M		0,65	105,9
8	20M		0,7226	105,9
9	10M		0,8477	105,8
10	5M		1,071	106,0
11	2M		1,657	106,8
12	1M		1,782	107,9
13	500k		1,41	108,8
14	200k		0,8563	109,3
15	100k		0,596	109,3
16	50k		0,4813	109,3
17	20k		0,4229	109,4
18	10k		0,4008	109,3
19	5k		0,3971	109,3
20	2k		0,364	109,6
21	1k		0,4015	109,4
22	500		0,4108	109,4
23	200		0,4205	109,4
24	100		0,3866	109,5
25	50		0,4282	109,4
26	0 (warstwa zwarta)		0,4018	109,6

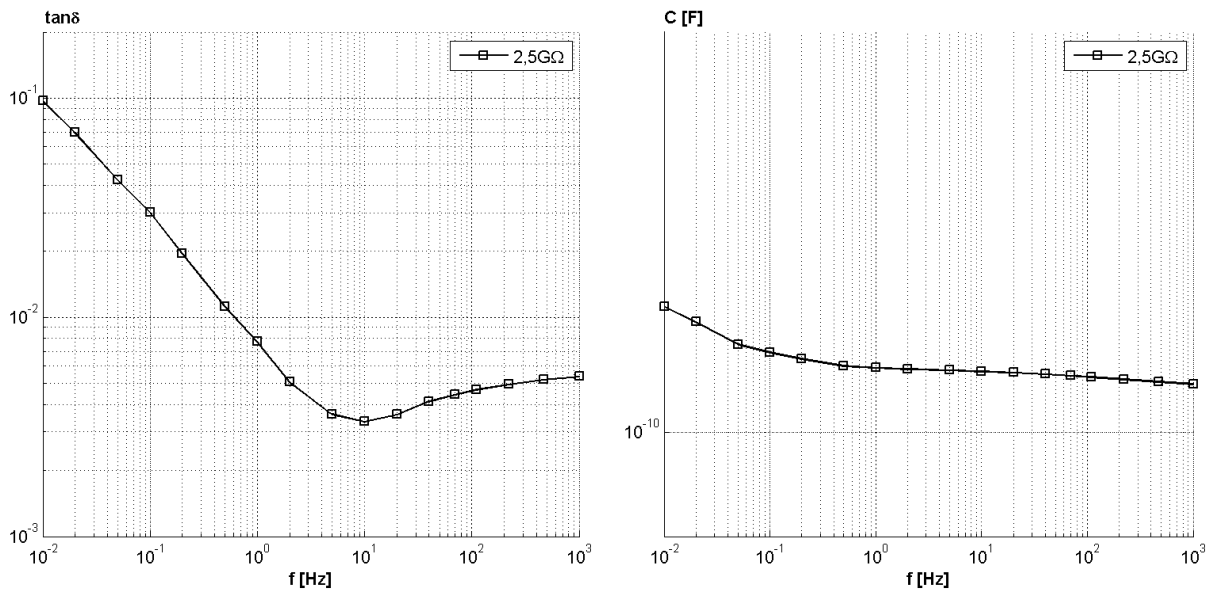
Przy zmniejszaniu częstotliwości, maksimum charakterystyki $\text{tg}\delta$ występuje przy większych rezystancjach warstwy. Zmienia się również mierzona pojemność kondensatora,

przy czym im niższa częstotliwość, tym większa rezystancja warstwy, przy której zmiana jest zauważalna (rys. 8.19).

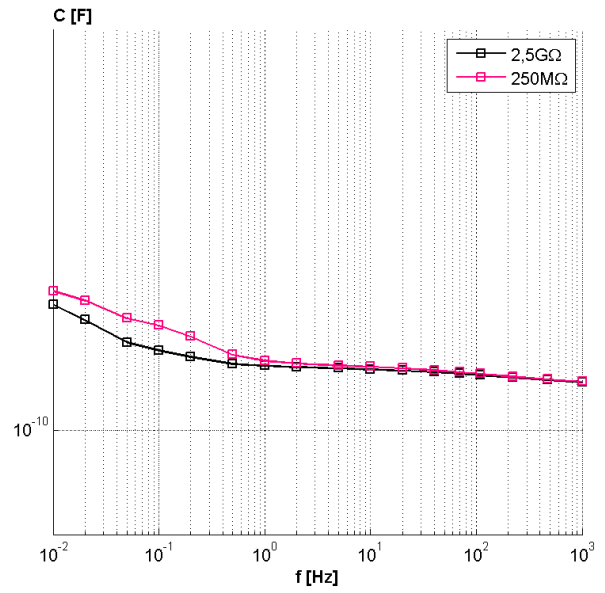
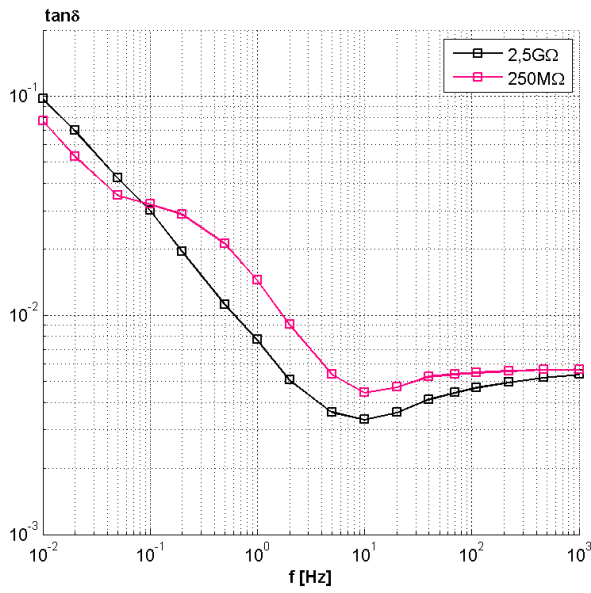


Rys. 8.19. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C dla różnych wartości rezystancji warstwy izolacyjnej (znaczenie kolorów wg tabeli 8.4)

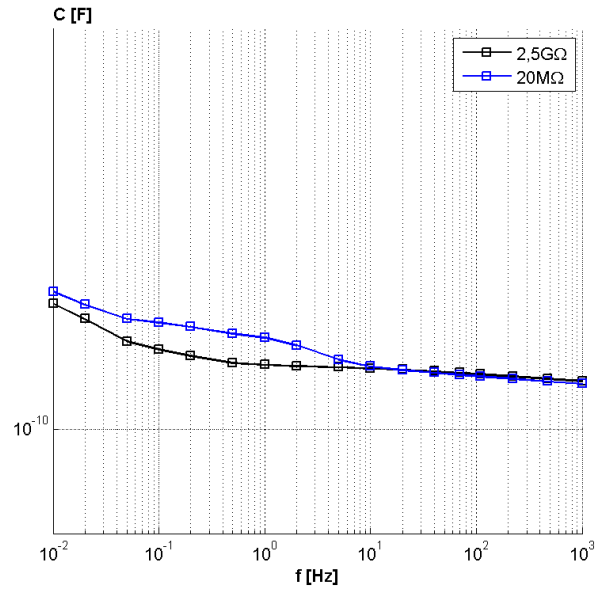
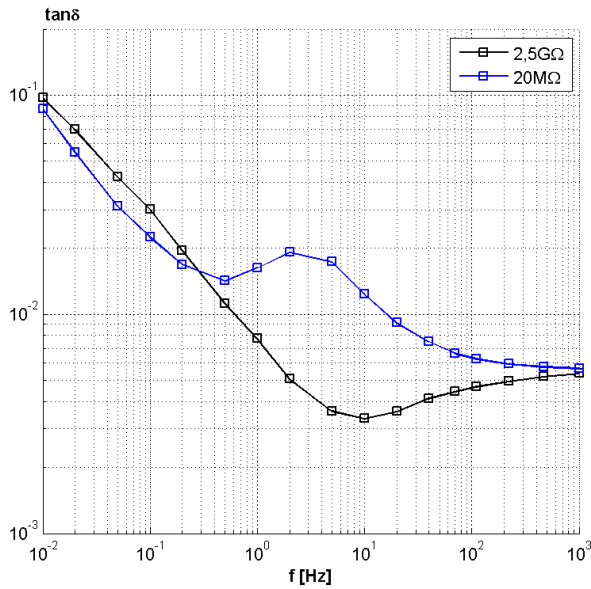
Przesunięcia charakterystyk $\tan \delta(f)$ i $C(f)$ w miarę zwierania warstwy, w stosunku do charakterystyki pierwotnej, dla kilku wartości rezystancji, przedstawiono na rys. 8.20 – rys. 8.26.



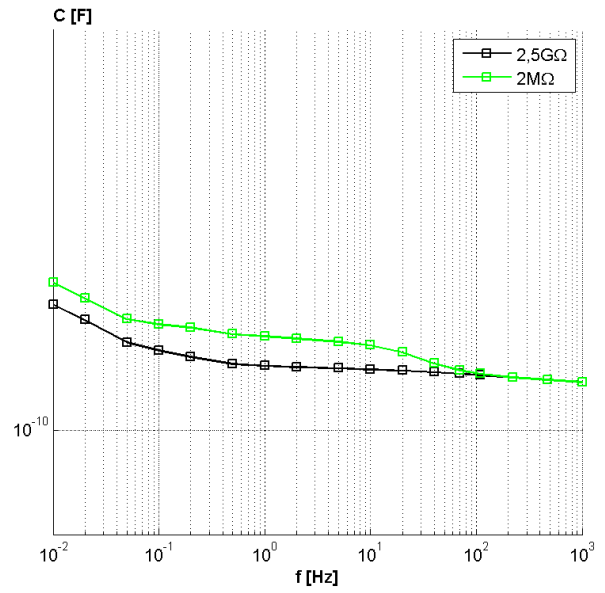
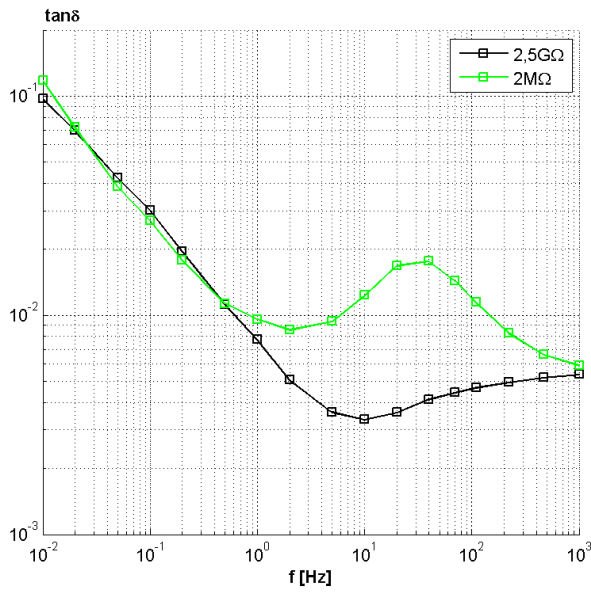
Rys. 8.20. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C przy rezystancji warstwy $2,5 \text{ G}\Omega$



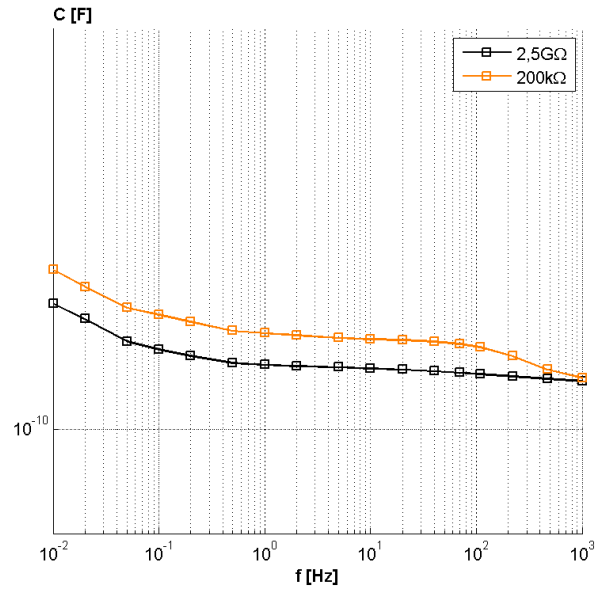
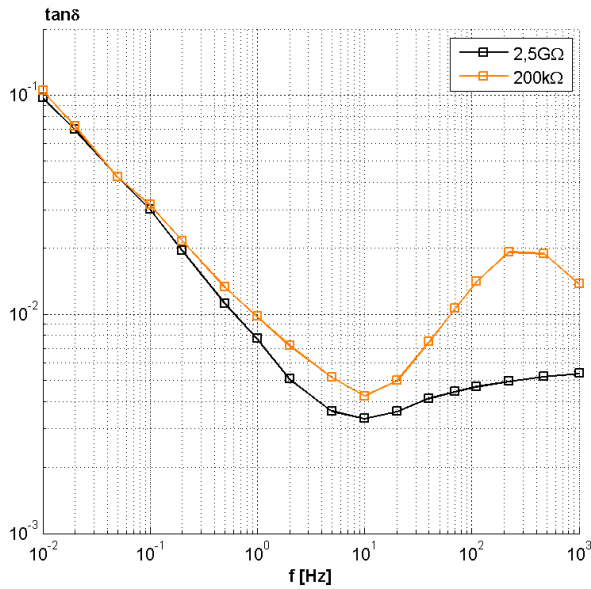
Rys. 8.21. Charakterystyki tgδ i pojemności C przy rezystancji warstwy 2,5 GΩ i 250 MΩ



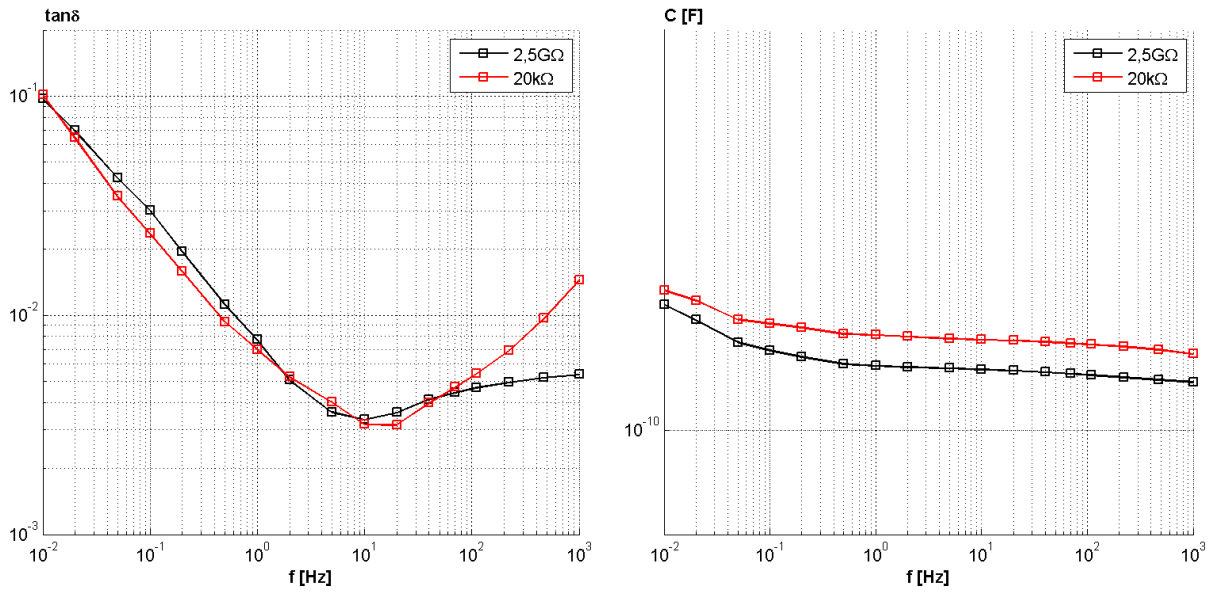
Rys. 8.22. Charakterystyki tgδ i pojemności C przy rezystancji warstwy 2,5 GΩ i 20 MΩ



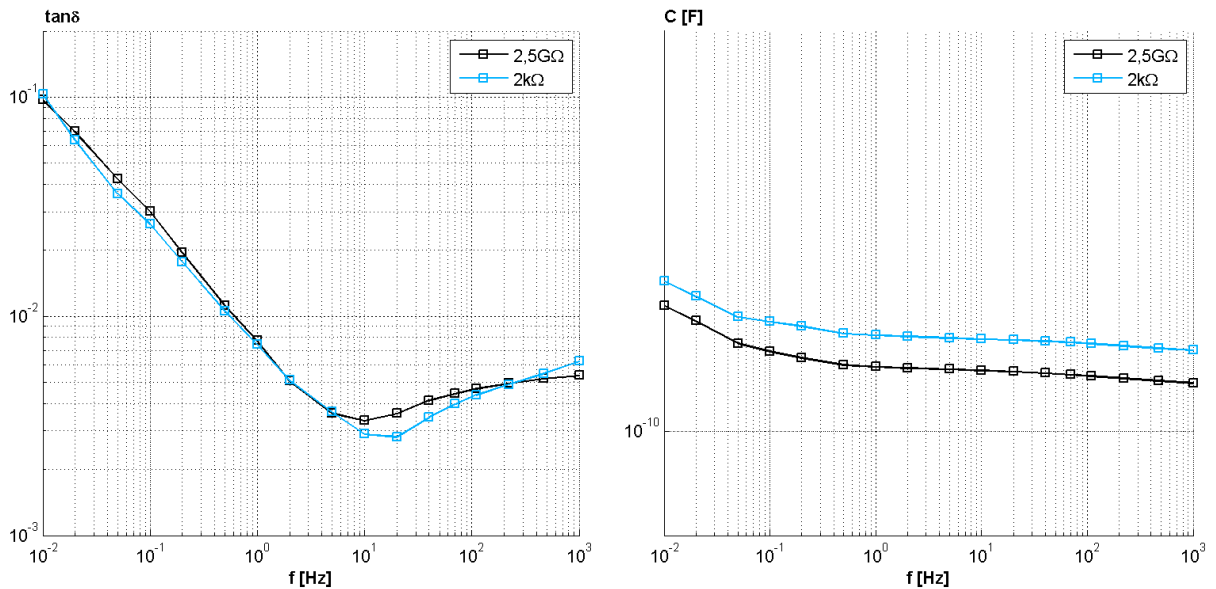
Rys. 8.23. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C przy rezystancji warstwy $2,5\text{ G}\Omega$ i $2\text{ M}\Omega$



Rys. 8.24. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C przy rezystancji warstwy $2,5\text{ G}\Omega$ i $200\text{ k}\Omega$

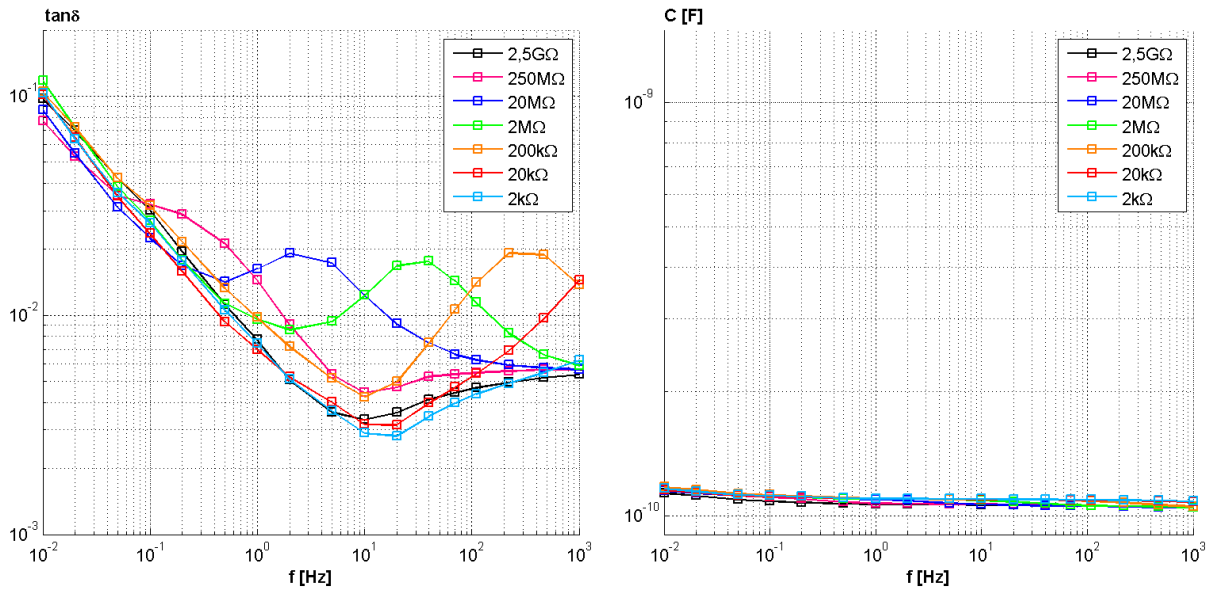


Rys. 8.25. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C przy rezystancji warstwy $2,5\text{ G}\Omega$ i $20\text{ k}\Omega$



Rys. 8.26. Charakterystyki $\tan \delta$ i pojemności C przy rezystancji warstwy $2,5\text{ G}\Omega$ i $2\text{ k}\Omega$

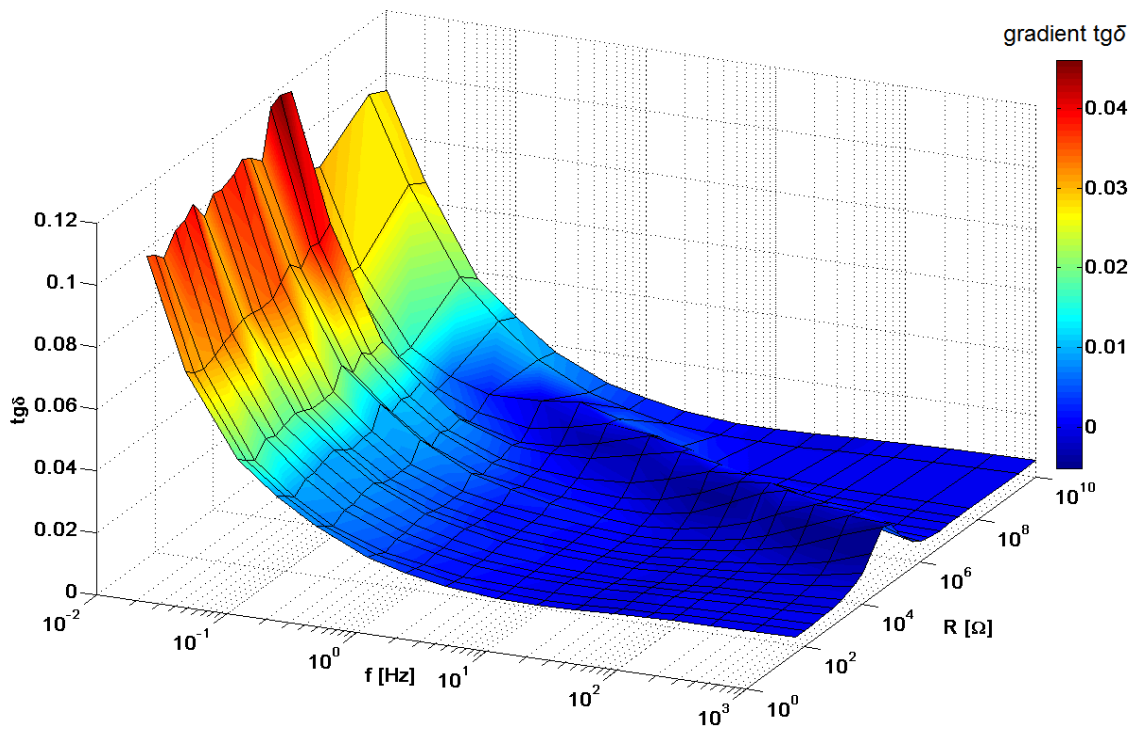
Przy porównywaniu przebiegu krzywych, szczególnie pojemności, należy zwrócić uwagę na skalę osi pionowej. Wybór autoskalowania w programie do wizualizacji charakterystyk może niestety utrudnić obserwację zmian (rys. 8.27).



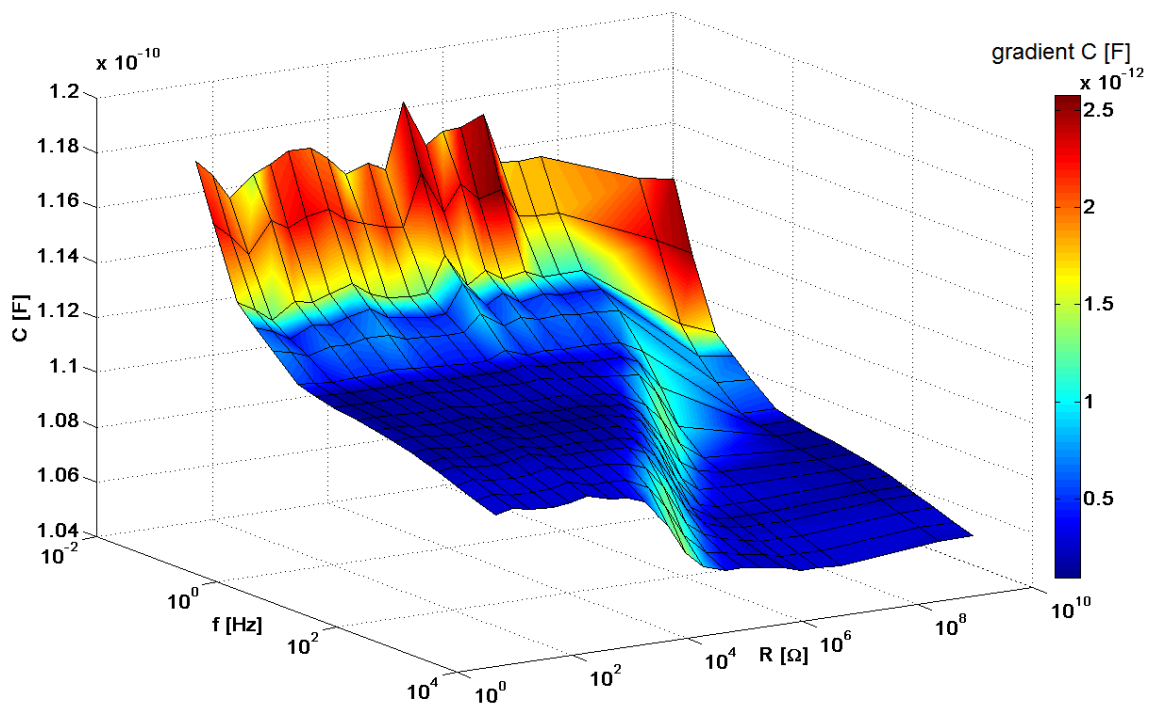
Rys. 8.27. Charakterystyki $\text{tg}\delta$ i pojemności C przy zmianach rezystancji warstwy od $2,5 \text{ G}\Omega$ do $2 \text{ k}\Omega$ (autoskalowanie wykresu)

Zmiana rezystancji powoduje powstanie maksimum w przebiegu krzywej $\text{tg}\delta$, które przesuwa się od niższych do wyższych częstotliwości w miarę zmniejszania rezystancji, przy czym charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ dla $2,5 \text{ G}\Omega$ i $2 \text{ k}\Omega$ praktycznie są takie same. Z kolei krzywe $C(f)$ rozdzielają się ze zmniejszeniem rezystancji, począwszy od niskich częstotliwości, aby przy warstwie bliskiej zwarcia ($20 \text{ k}\Omega$ i $2 \text{ k}\Omega$) zmienić się w dwie charakterystyki wyraźnie różniące się wartością pojemności. Widać to wyraźnie po przedstawieniu otrzymanych charakterystyk częstotliwościowych w postaci wykresów 3D (rys. 8.28 i rys. 8.29). Potwierdzają one możliwość wykrywania nawet małych zmian rezystancji warstwy papieru przy niskich częstotliwościach.

Pełny zestaw charakterystyk współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ oraz $C(f)$ kondensatora modelowego p_0 , dla różnych wartości rezystancji warstwy przedstawiono w załączniku 1.



Rys. 8.28. Wykres 3D zmian współczynnika $\text{tg}\delta$ kondensatora w funkcji rezystancji warstwy izolacyjnej

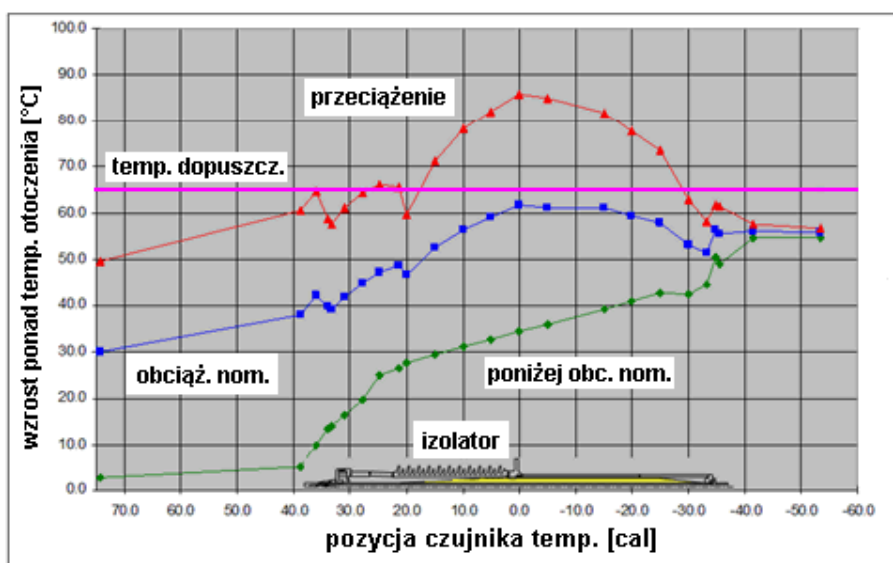


Rys. 8.29. Wykres 3D zmian pojemności kondensatora w funkcji rezystancji warstwy izolacyjnej

8.4 Wpływ temperatury na charakterystyki układu izolacyjnego otrzymane metodą FDS

Temperatura jest istotnym czynnikiem wpływającym na eksploatację izolatora przepustowego. Rozkład temperatury w izolatorze podczas pracy był wielokrotnie opisywany w literaturze [23, 112, 113, 117], badano również wpływ temperatury na starzenie papieru impregnowanego olejem [86] oraz na wyniki pomiarów współczynnika $\text{tg}\delta$ [24, 32, 85, 86, 91, 92, 109, 111, 136, 175].

Podczas rzeczywistych pomiarów izolatorów, wykonywanych w terenie, podstawową trudnością jest określenie temperatury izolatora. Przyjęta temperatura jest czynnikiem determinującym możliwość interpretacji i porównania wyników pomiarów oraz obliczenia zawartości wody metodą FDS. W pracującym izolatorze występuje gradient temperatury w dwóch kierunkach: osiowym i promieniowym [23, 112, 113, 117], rys. 8.30.



Rys. 8.30. Rozkład temperatury wzdłuż osi izolatora w zależności od obciążenia [117]

Po wyłączeniu transformatora, rozkład temperatury w izolatorze zależy od następujących czynników:

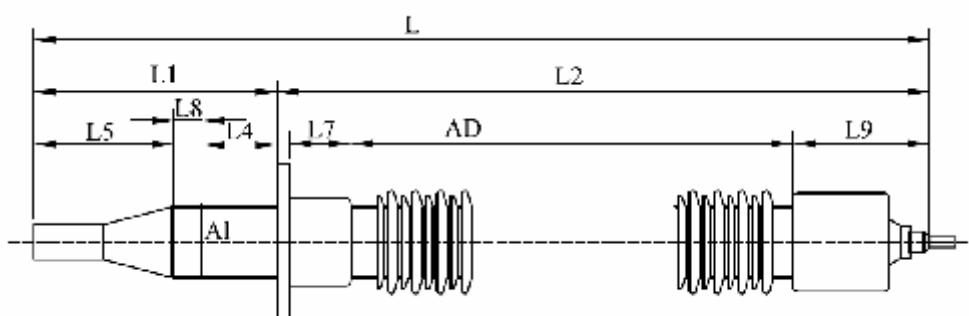
- rozkładu początkowego,
- temperatury oleju w transformatorze, szczególnie w okolicy części olejowej izolatora,
- długości części olejowej i części napowietrznej izolatora,
- warunków atmosferycznych (temperatury i wilgotności powietrza, siły i kierunku wiatru, promieniowania słonecznego),
- czasu od chwili wyłączenia.

Przy praktycznych pomiarach w terenie, temperatura oleju w transformatorze wynosi od $5 \div 10^{\circ}\text{C}$ do $40 \div 50^{\circ}\text{C}$, natomiast temperatura otoczenia od -10° do $+35^{\circ}\text{C}$. Nasłonecznienie i wiatr nie są rejestrowane.

Celem przeprowadzonych badań modelowych było określenie zależności współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od temperatury jak również możliwości wyliczenia temperatury zastępczej, w zależności od gradientu temperatury występującego wzdłuż osi izolatora. Przyjęto następujące założenia:

- izolator jest reprezentowany przez model w postaci pięciu kondensatorów połączonych równolegle,
- kondensatory rozmieszczone są w trzech różnych temperaturach.

Podział modelu na strefy temperatury wynika z warunków zabudowy izolatora na transformatorze i wymiarów izolatora (rys. 8.31 i tabela 8.5).



Rys. 8.31. Wymiary charakterystyczne izolatorów [169]

Tabela 8.5. Wymiary charakterystyczne izolatorów OIP najczęściej stosowanych w kraju

Typ izolatora	L	L1	L2	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	AD
Izolatory 400kV											
OTF 1550/420-AE	6412	1977	4435	1165	597		200	195	445		3790
COT 1425/1000	5550	1530	4020	435	765		255	300	455		3310
COT 1550/1000	6165	1930	4235	875		125	280			280	3300
WTxF 420	6105	1975	4130	890	1040	165	260	80	500	450	3475
OKTF1550/420	5050	790	4260	1165	597	135		50			
OTF 1425/420	4260	790	3470			90		50	535	250	
Izolator 245kV											
COT 1050/800	4018	1184	2754	500		80	195	30	409		2150

$L4+L8$ – część izolatora w kadzi transformatora (temp. oleju)

$AD=L2-(L7+L9)$ – część znajdująca się w powietrzu (temp. otoczenia)

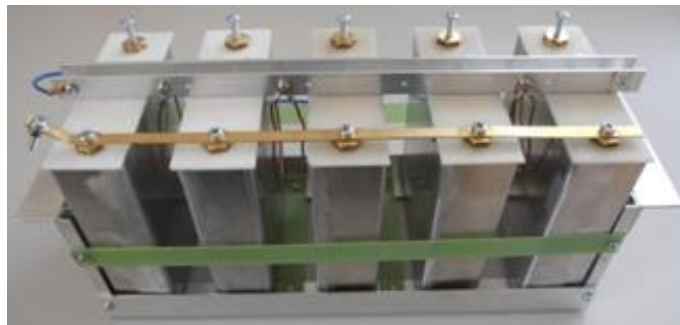
$L7$ – część przejściowa w powietrzu o wyższej temperaturze wskutek ciepła rozpraszanego przez pokrywę kadzi

W wykonanym modelu:

- jeden kondensator odpowiada części olejowej (temperatura oleju w górnej części kadzi),
- jeden kondensator reprezentuje część przejściową: kołnierz izolatora wraz z początkową częścią porcelanową napowietrzną,
- trzy kondensatory reprezentują napowietrzną część izolatora, o temperaturze otoczenia.

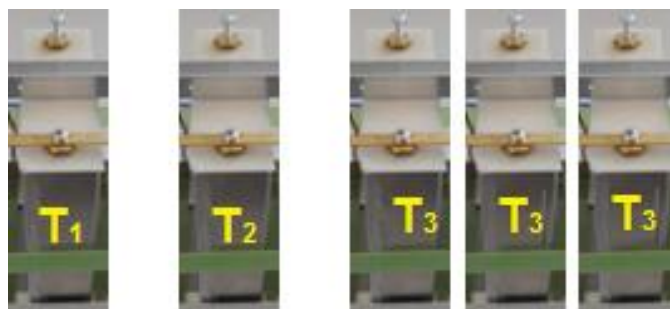
Pomiary przeprowadzono w dwóch etapach:

- I. przebadano zależność współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od temperatury jednolitej dla całego modelu, dla następujących temperatur: 50°, 40°, 20°, 15°, 10°, 0° i -10°C - rys. 8.32 (symulacja stanu ustalonego, po długim czasie od chwili wyłączenia transformatora, gdy temperatura jest jednakowa w całej objętości izolatora),



Rys. 8.32. Widok modelu do badania w temperaturze jednolitej

- II. przebadano charakterystyki modelu przy różnych temperaturach części składowych (model 1-1-3, rys. 8.33) (symulowano stan nieustalony, gdy istnieje duży osiowy gradient temperatury, krótko po wyłączeniu transformatora).



Rys. 8.33. Widok modelu do badań w trzech różnych temperaturach

W badaniach przyjęto następujące warunki temperaturowe (tabela 8.6):

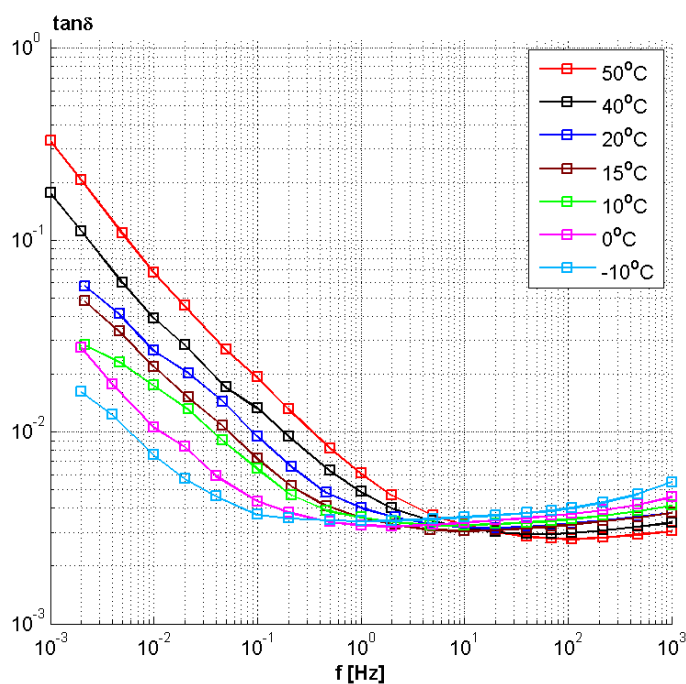
Tabela 8.6. Wartości temperatur części składowych modelu

Numer pomiaru	Temp. członu 1 [°C]	Temp. członu 2 [°C]	Temp. członów 3,4,5 [°C]
1	50°	20°	10°
2	40°	20°	10°
3	30°	20°	10°
4	50°	20°	-10°
5	40°	20°	-10°
6	30°	20°	-10°

8.4.1 Wyniki badań zależności współczynnika strat $\text{tg}\delta$ od jednolitej temperatury całego modelu

Określono charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ dla następujących temperatur: 50°, 40°, 20°, 15°, 10°, 0°, -10°C i przedstawiono je na rys. 8.34.

Charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta(f)$ są przesunięte wzdłuż osi częstotliwości, przy czym wielkość przesunięcia zależy od różnicy temperatur [68, 136]. Współczynnik przesunięcia α , podany w tabeli 8.7, został wyliczony na podstawie danych pomiarowych za pomocą własnej funkcji, napisanej w programie Matlab, dla każdej pary charakterystyk.



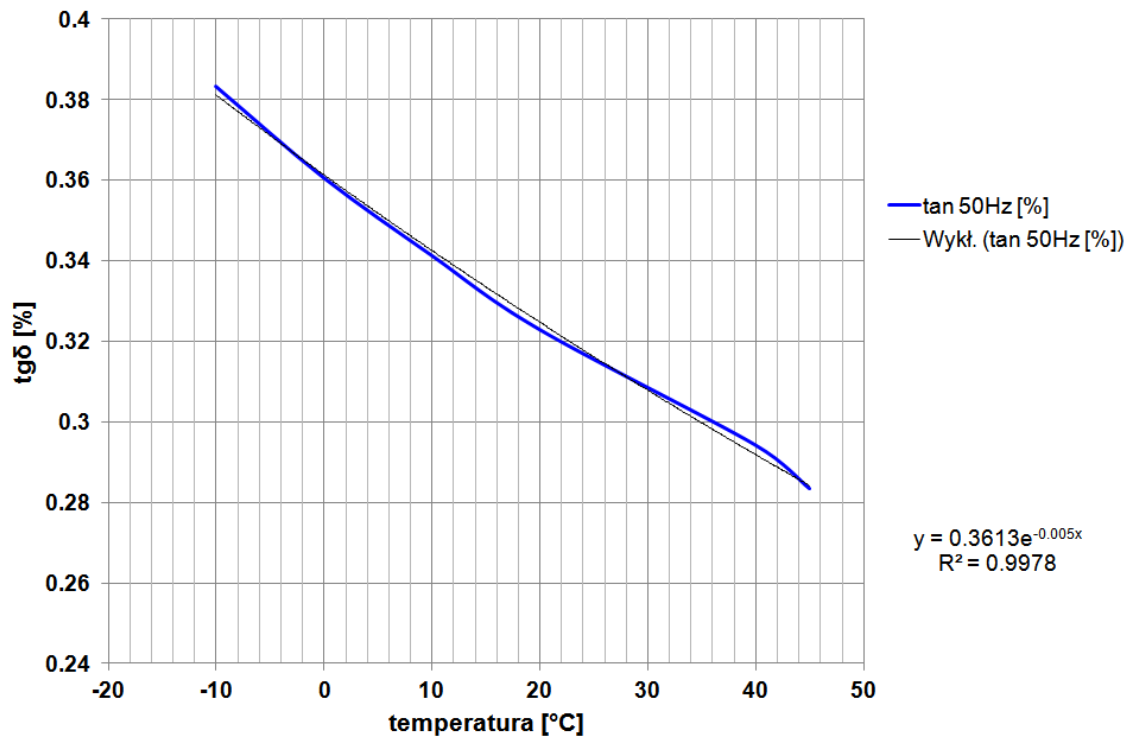
Rys. 8.34. Charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta$ modelu w temperaturze jednolitej

Tabela 8.7. Obliczone wartości współczynnika przesunięcia charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ oraz energii aktywacji

Lp.	Temp. T_1 [°C]	Temp. T_2 [°C]	Przesunięcie α	Energia aktywacji [kJ/mol]
1	-10	0	2,35	51
2	-10	10	6,87	60
3	-10	15	10,90	60
4	-10	23	18,22	58
5	-10	40	42,11	51
6	-10	50	91,96	53
7	0	10	2,70	64
8	0	15	4,29	63
9	0	23	7,28	59
10	0	40	15,57	49
11	0	50	36,65	53
12	10	15	1,93	89
13	10	23	3,02	61
14	10	40	6,87	47
15	10	50	17,17	54
16	15	23	1,54	40
17	15	40	3,52	38
18	15	50	8,61	48
19	23	40	2,42	39
20	23	50	5,83	51
21	40	50	2,59	80

Na podstawie wyników zestawionych w tabeli 8.7 obliczono średnią energię aktywacji modelu izolatora OIP, która wynosi 56 kJ/mol. Znajomość energii aktywacji powinna pozwalać na porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ badanego izolatora, otrzymanych przy dwóch różnych temperaturach. Jeżeli charakterystyki nie nakładają się na siebie po uwzględnieniu przesunięcia temperaturowego, oznacza to, że właściwości układu uległy istotnym zmianom.

Na podstawie danych pomiarowych określono również zależność współczynnika strat $\text{tg}\delta$ przy częstotliwości 50 Hz od temperatury – rys. 8.35.



Rys. 8.35. Zależność $\text{tg}\delta$ (przy $f=50$ Hz) od temperatury

8.4.2 Wyniki badań modelu przy różnych temperaturach jego części składowych

Wykonane badania miały na celu sprawdzenie możliwości określenia wypadkowej temperatury izolatora, jak również zastosowania przesunięcia charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ względem osi częstotliwości w sytuacji nierównomiernego osiowego rozkładu temperatury.

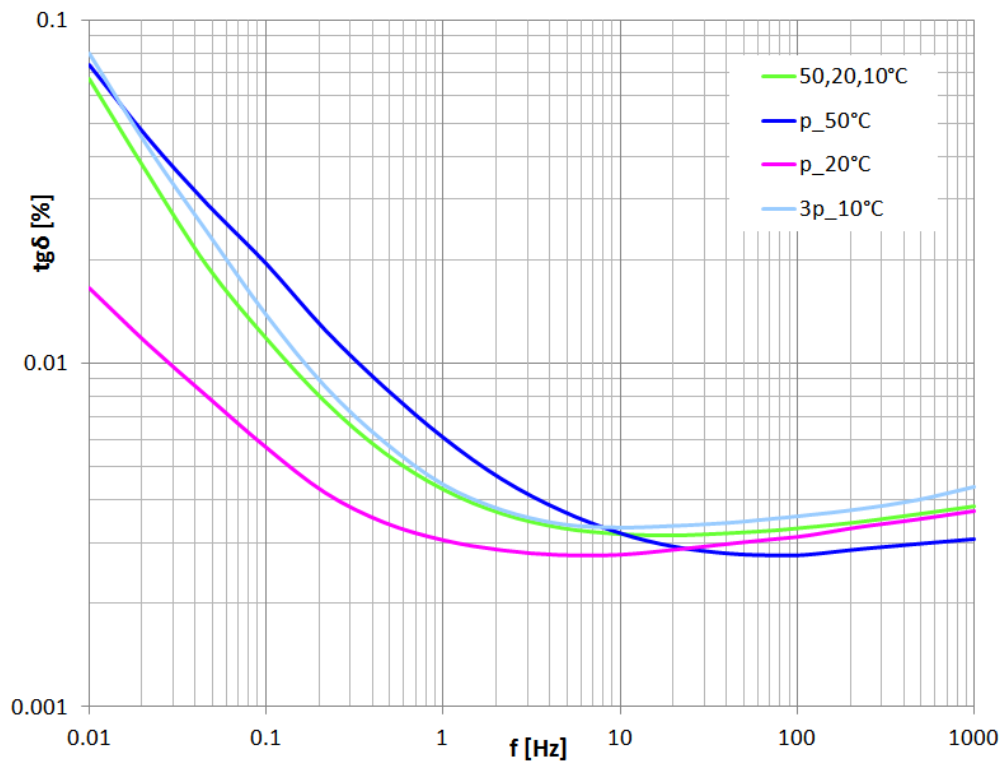
8.4.2.1 Składanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$

Przyjęto, że wypadkowa charakterystyka $\text{tg}\delta(f)$ jest sumą wagową charakterystyk części modelu (podobnie jak w pracy [33]):

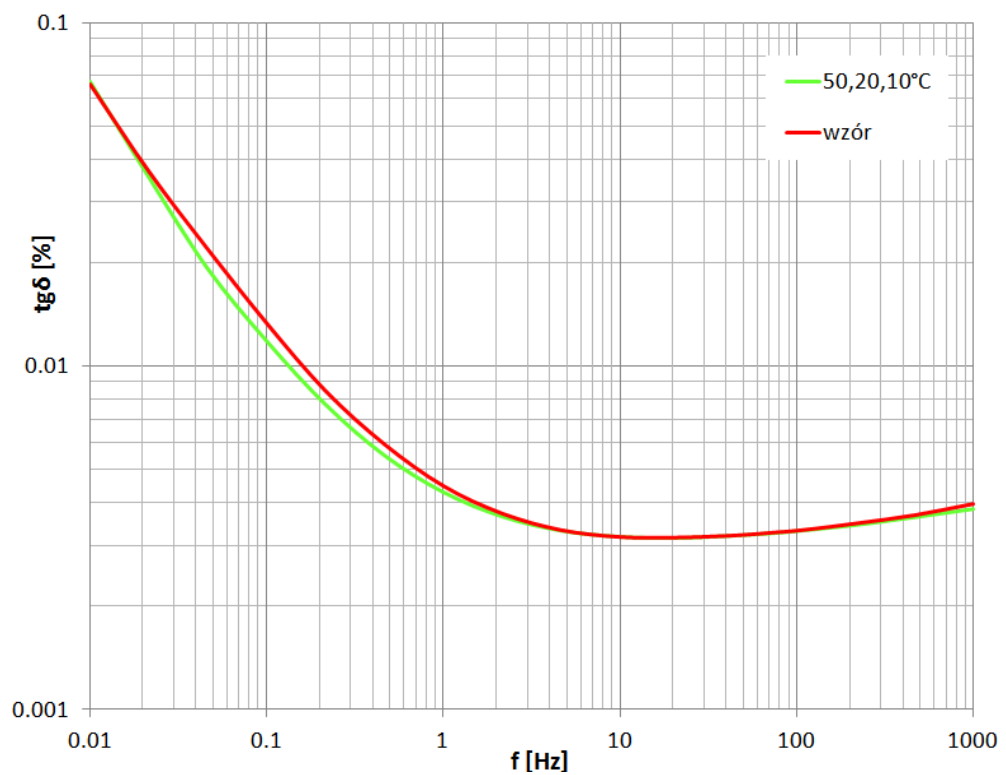
$$\text{tg}\delta(f) = 0,2 \cdot \text{tg}\delta(f, T_1) + 0,2 \cdot \text{tg}\delta(f, T_2) + 0,6 \cdot \text{tg}\delta(f, T_3) \quad (8.5)$$

Charakterystyki pomiarowe i wypadkowe przedstawiono na rys. 8.36 - rys. 8.41 dla temperatur dodatnich (pomiarów 1,2,3 wg tabeli 8.6), a na rys. 8.42 - rys. 8.47 – dla przypadków, gdy część modelu miała temperaturę ujemną: -10°C (pomiarów 4,5,6 wg tabeli 8.6).

Wykresy dla temperatur: 50°, 20°, 10°C

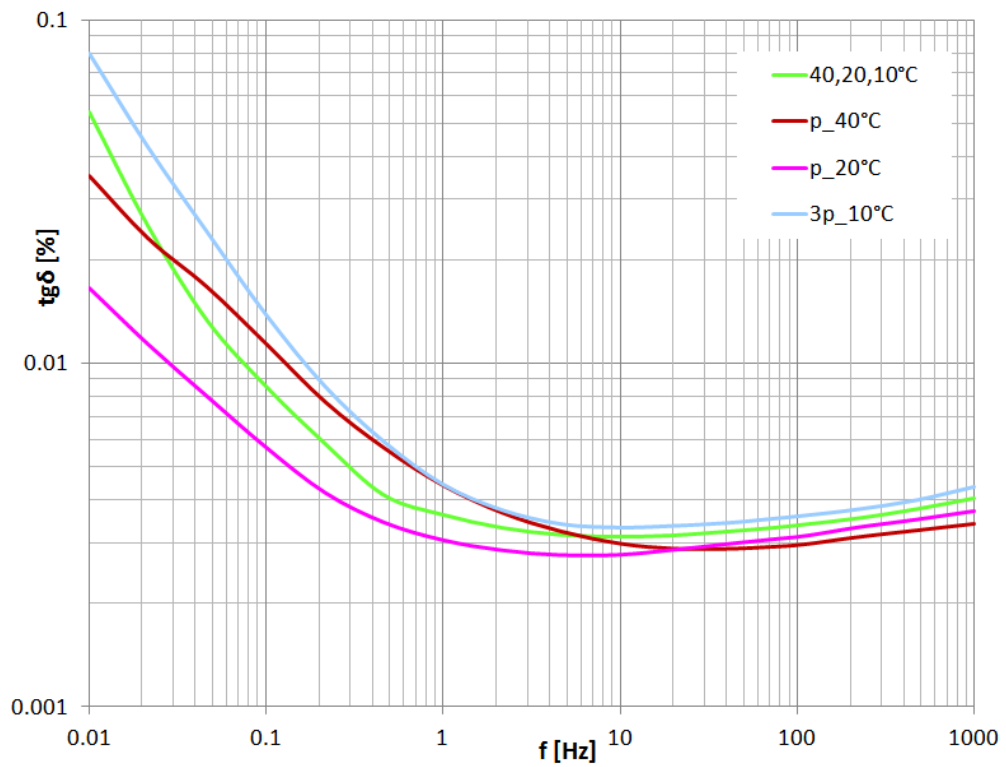


Rys. 8.36. Pomiar 1: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych

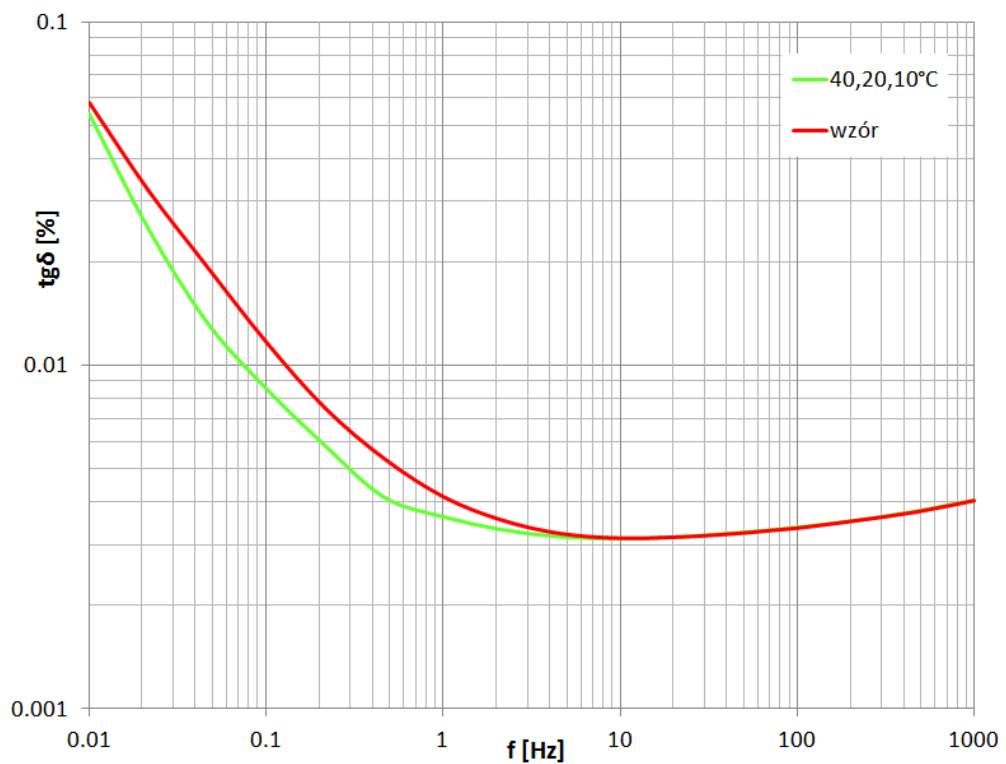


Rys. 8.37. Pomiar 1: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Wykresy dla temperatur: 40°, 20°, 10°C

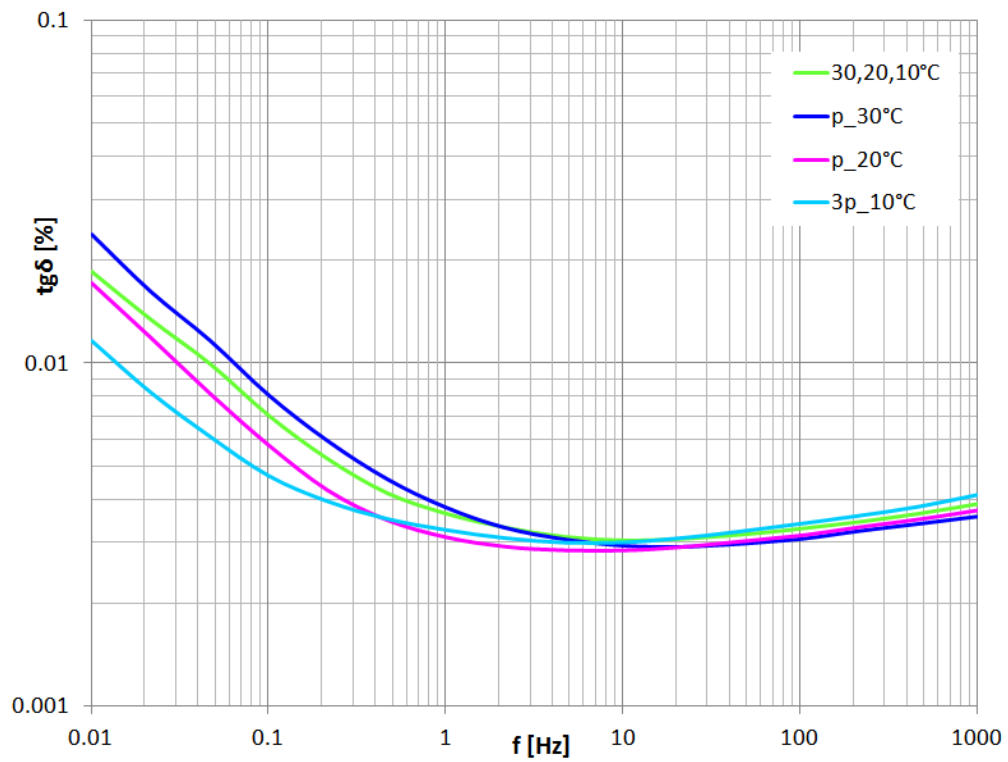


Rys. 8.38. Pomiar 2: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych

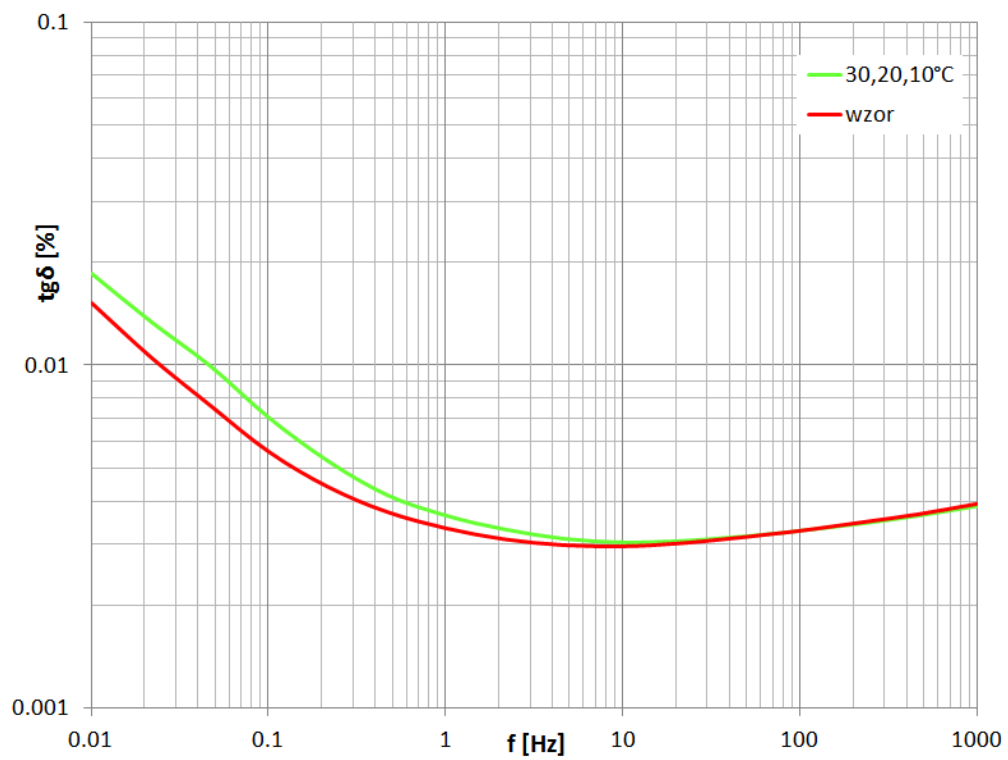


Rys. 8.39. Pomiar 2: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Wykresy dla temperatur: 30°, 20°, 10°C

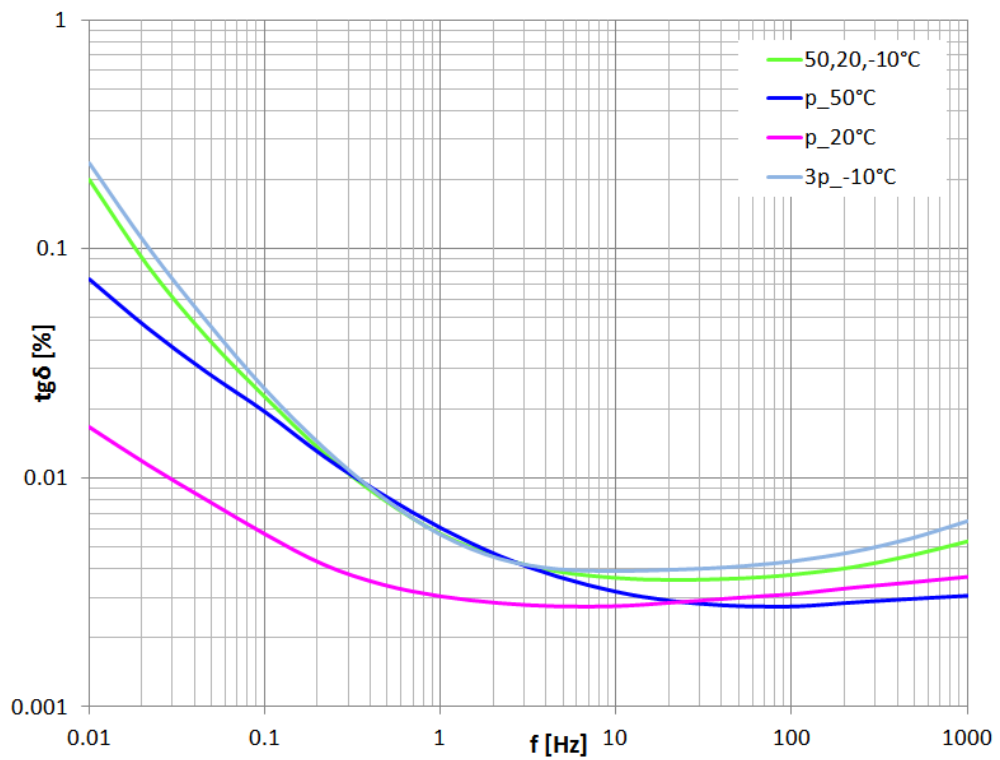


Rys. 8.40. Pomiar 3: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych

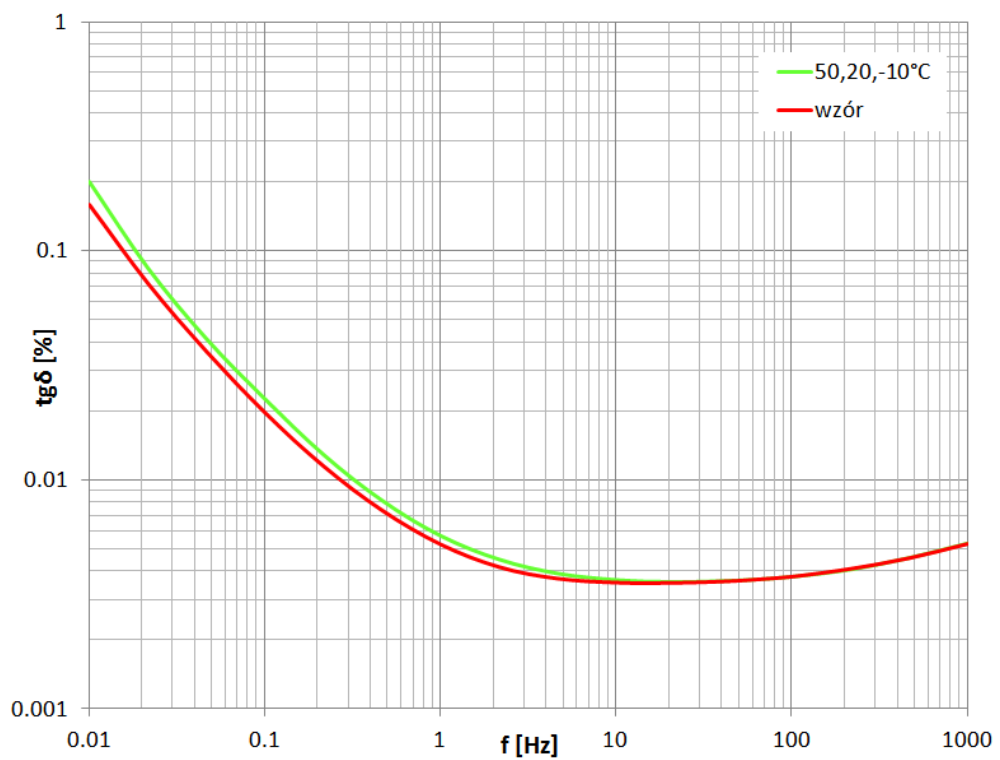


Rys. 8.41. Pomiar 3: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Wykresy dla temperatur: 50°, 20°, -10°C

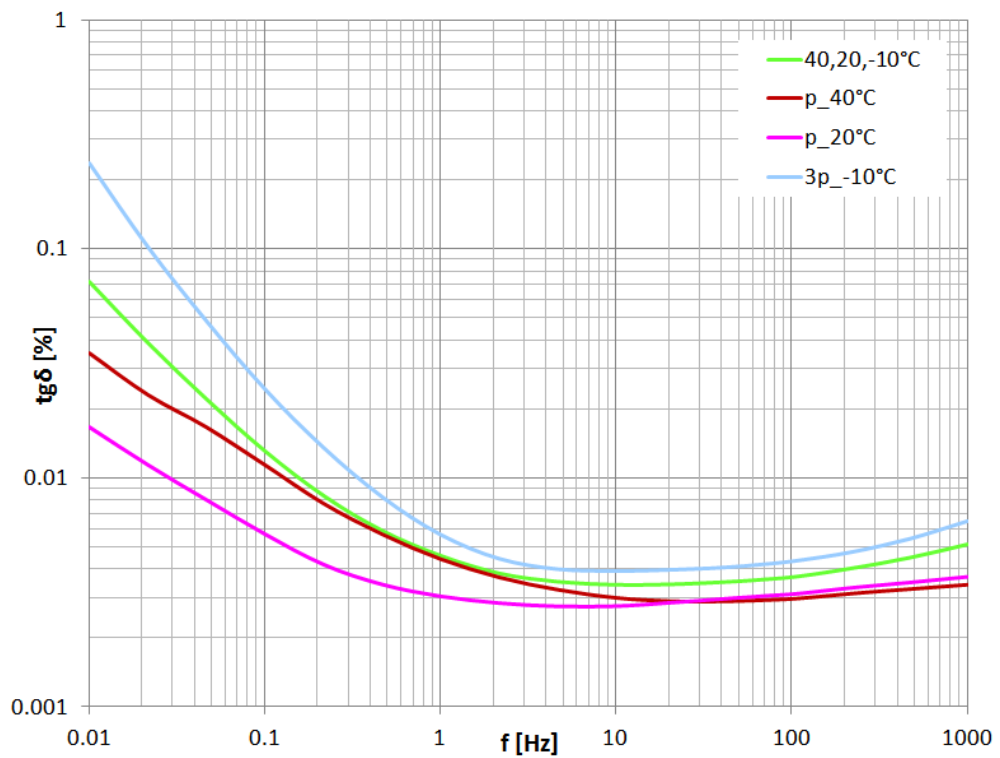


Rys. 8.42. Pomiar 4: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych

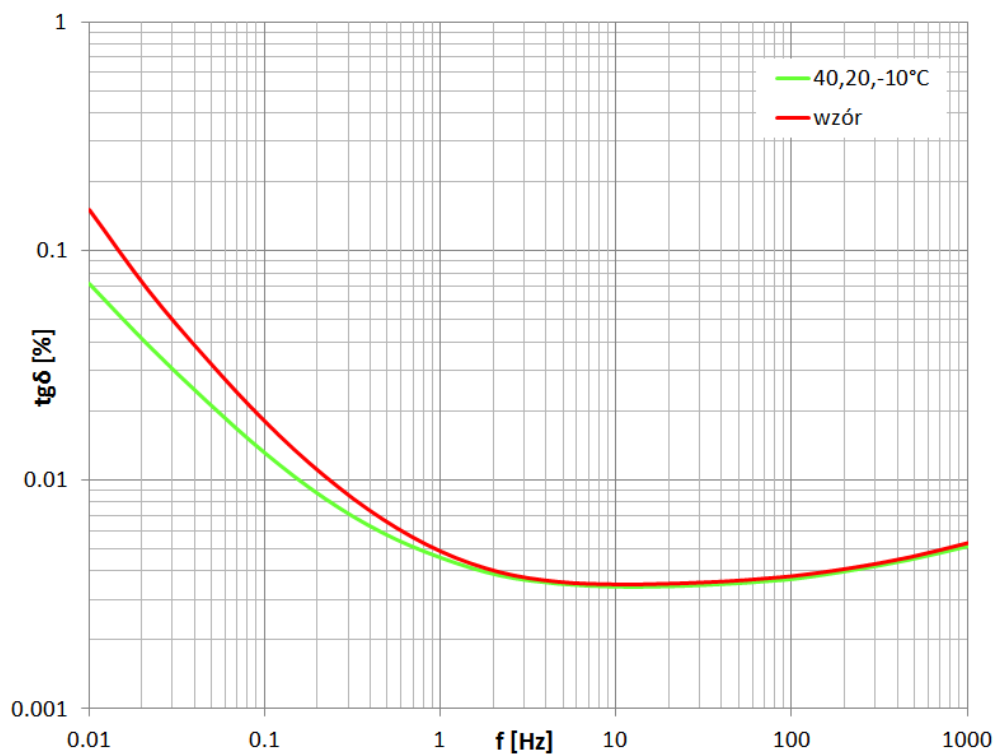


Rys. 8.43. Pomiar 4: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Wykresy dla temperatur: 40°, 20°, -10°C

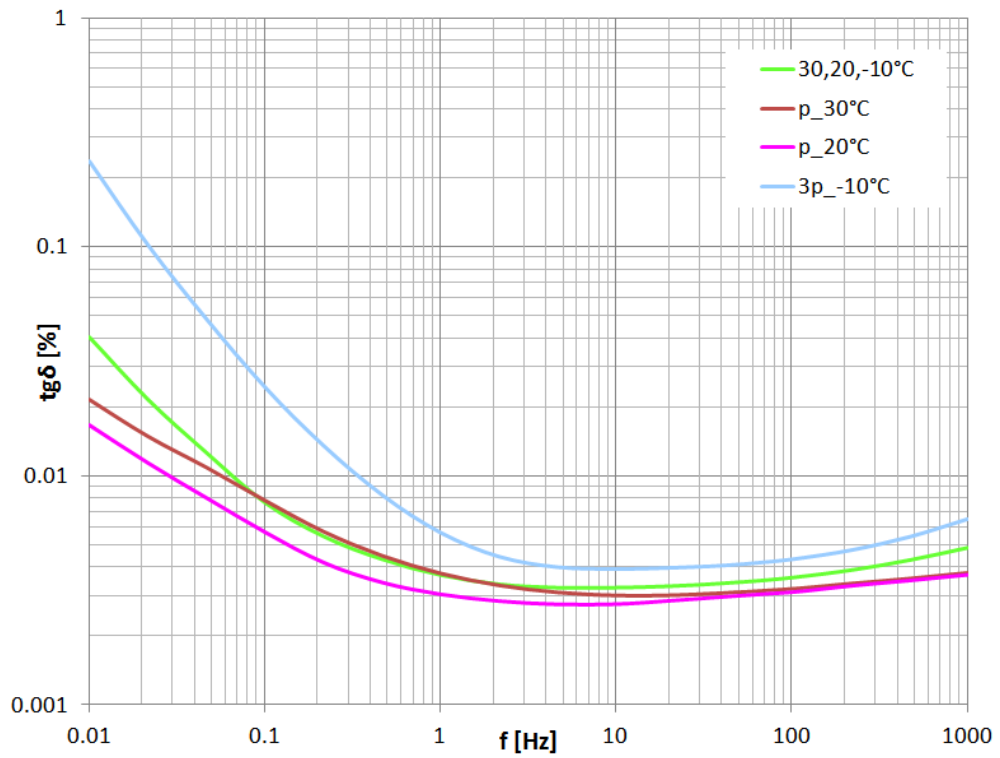


Rys. 8.44. Pomiar 5: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych

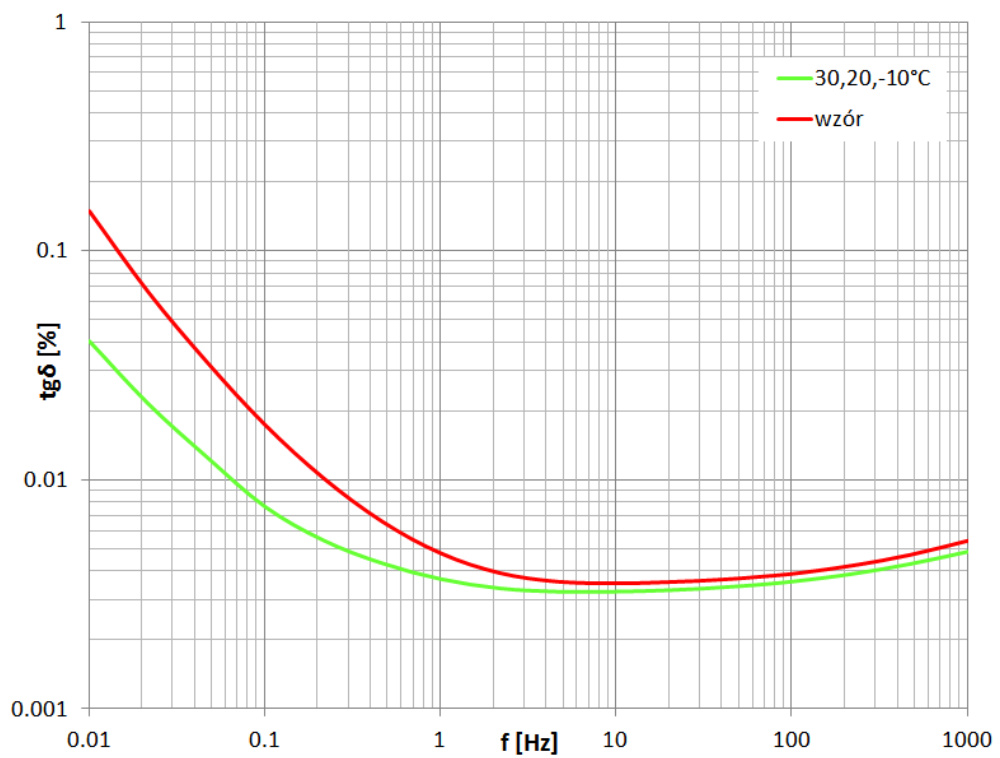


Rys. 8.45. Pomiar 5: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Wykresy dla temperatur: 30°, 20°, -10°C



Rys. 8.46. Pomiar 6: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu i poszczególnych składowych



Rys. 8.47. Pomiar 6: charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ całego modelu: pomiarowa i obliczona

Charakterystyki wypadkowe wykazują dobrą zgodność z charakterystykami otrzymanymi w trakcie pomiarów, w zakresie częstotliwości 10 Hz-1000 Hz (maksymalna różnica względna wynosi: dla wszystkich temperatur dodatnich 3,7%, a dla dodatnich i ujemnej 11%). Poniżej 10 Hz rozbieżność charakterystyk rośnie w miarę zmniejszania częstotliwości. W pobliżu częstotliwości sieciowej 50 Hz zgodność charakterystyk jest bardzo dobra (tabela 8.8).

Tabela 8.8. Względne różnice* wartości $\text{tg}\delta$ przy częstotliwości bliskiej 50 Hz

f [Hz]	Względna różnica wartości $\text{tg}\delta$ – zmierzonej i wypadkowej [%]					
	50°,20°,10°	40°,20°,10°	30°,20°,10°	50°,20°,-10°	40°,20°,-10°	30°,20°,-10°
40	0,6	0,2	0,4	0,1	3,0	7,5
70	0,3	0,1	1,0	0,6	2,8	7,4

* względna różnica wartości $\text{tg}\delta$ została obliczona wg wzoru:

$$wr = \frac{\text{tg}\delta_{\text{zmierzony}} - \text{tg}\delta_{\text{wypadkowy}}}{\text{tg}\delta_{\text{zmierzony}}} \cdot 100\% \quad (8.6)$$

8.4.2.2 Temperatura wypadkowa

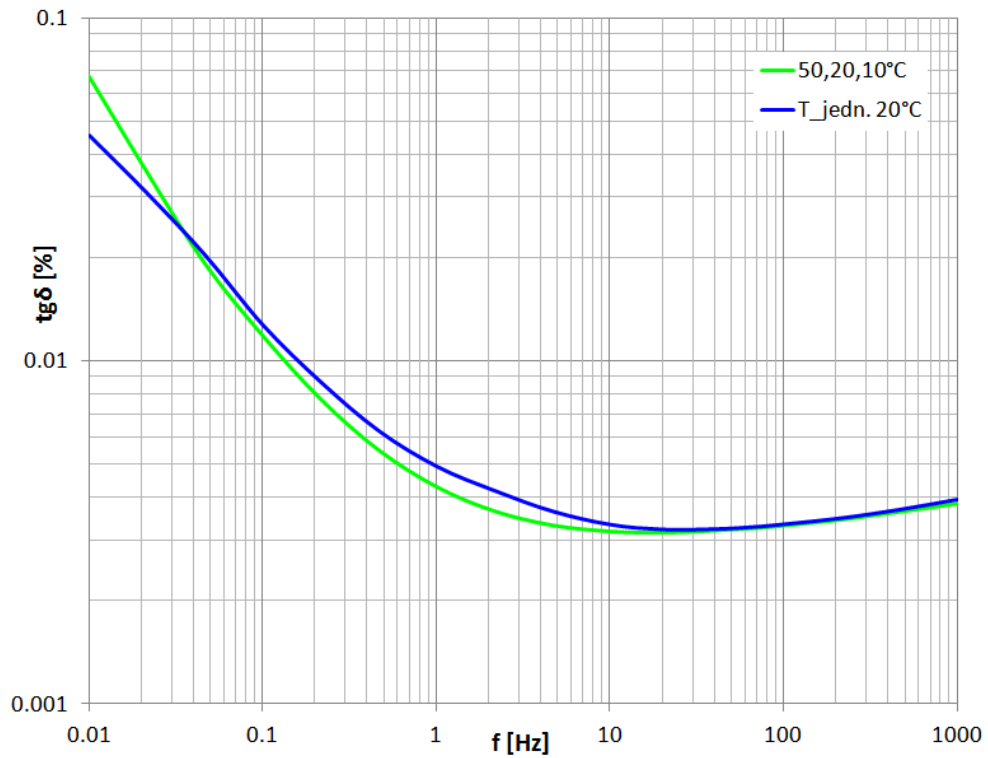
Temperaturę wypadkową izolatora obliczono jako sumę ważoną temperatur składowych:

$$T_w = 0,2T_1 + 0,2T_2 + 0,6T_3 \quad (8.7)$$

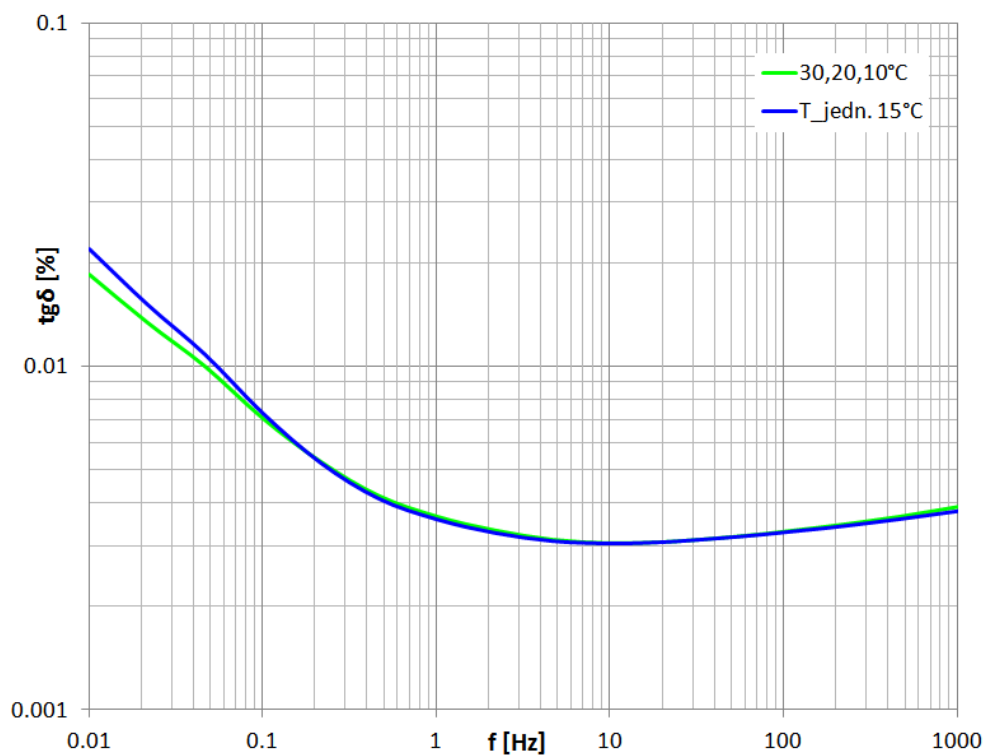
i porównano charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ otrzymane w układzie z gradientem temperatury oraz z temperaturą jednolitą, równą lub zbliżoną do temperatury wypadkowej (tabele 8.9 i 8.10).

Tabela 8.9. Temperatury wypadkowe

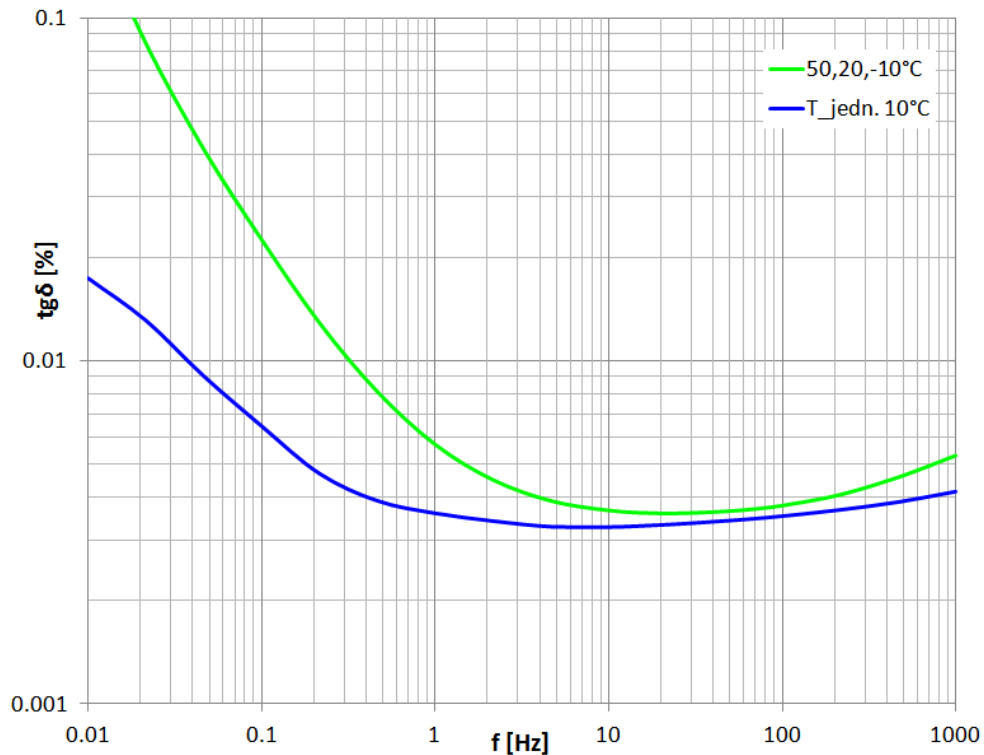
Temperatura [°C]					
Lp.	Człon 1	Człon 2	Człon 3-4-5	wypadkowa	jednolita
1	50	20	10	20	20
2	40	20	10	18	20
3	30	20	10	16	15
4	50	20	-10	8	10
5	40	20	-10	6	-
6	30	20	-10	4	-



Rys. 8.48. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w temperaturze wypadkowej i jednolitej
 Temperatury członów: 50°, 20°, 10°C, $T_{\text{wypadkowa}} = 20^\circ\text{C}$, $T_{\text{jednolita}} = 20^\circ\text{C}$



Rys. 8.49. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w temperaturze wypadkowej i jednolitej
 Temperatury członów: 30°, 20°, 10°C, $T_{\text{wypadkowa}} = 16^\circ\text{C}$, $T_{\text{jednolita}} = 15^\circ\text{C}$

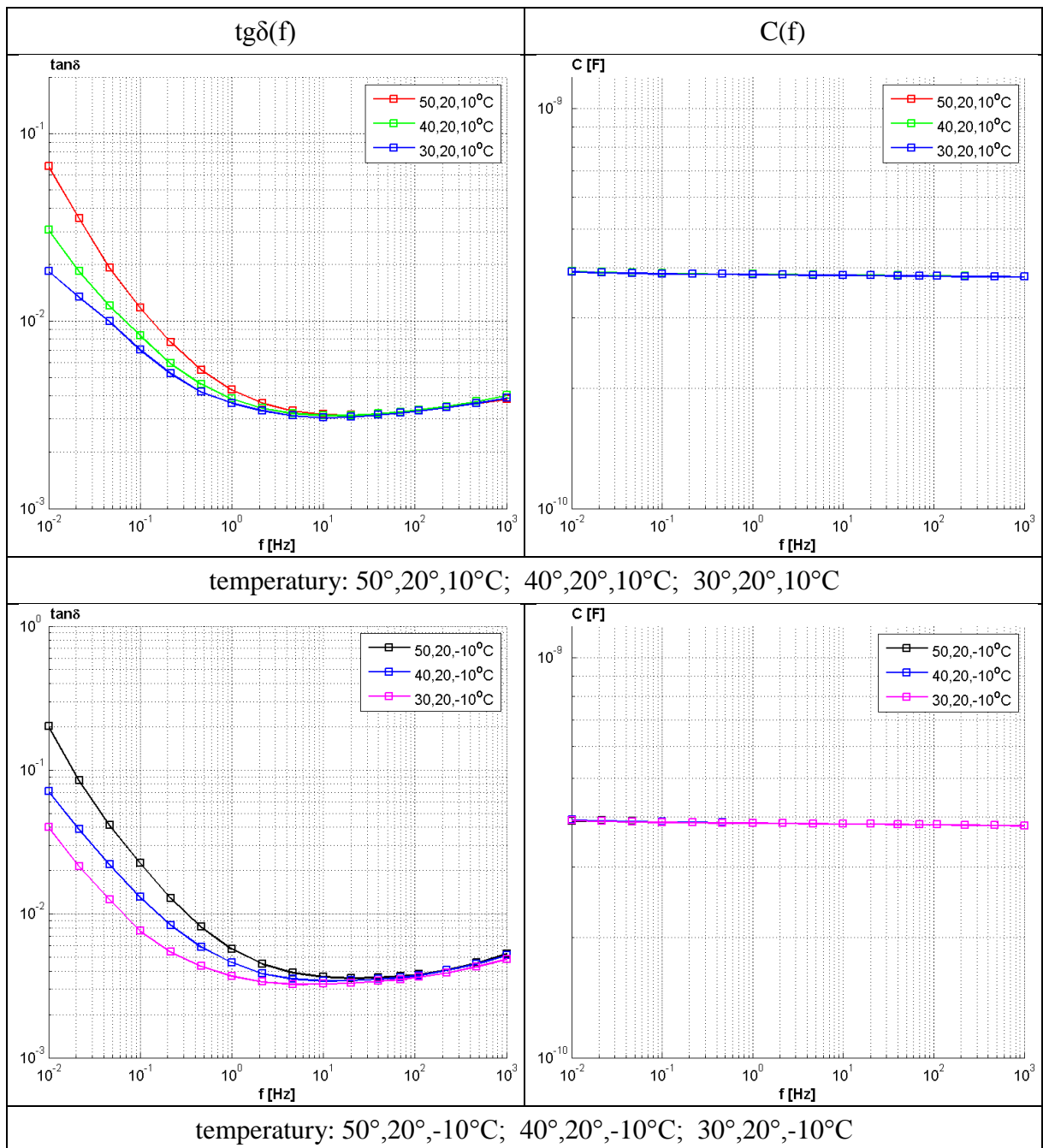


Rys. 8.50. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w temperaturze wypadkowej i jednolitej
 Temperatury członów: 50° , 20° , -10°C , $T_{\text{wypadkowa}} = 8^\circ\text{C}$, $T_{\text{jednolita}} = 10^\circ\text{C}$

Charakterystyki modelu, w zakresie częstotliwości 10 Hz-1000 Hz, są zbliżone do przebiegów otrzymanych przy jednolitej temperaturze, odpowiadającej obliczonej temperaturze wypadkowej, jeżeli wszystkie temperatury składowe są dodatnie. Przy dużej różnicy temperatur, gdy większa część modelu miała temperaturę ujemną (-10°C), a rozpiętość temperatur wynosiła 60°C , charakterystyki nie pokrywały się w całym zakresie częstotliwości 0,01 Hz-1000 Hz (tabela 8.1).

8.4.2.3 Przesunięcie charakterystyk

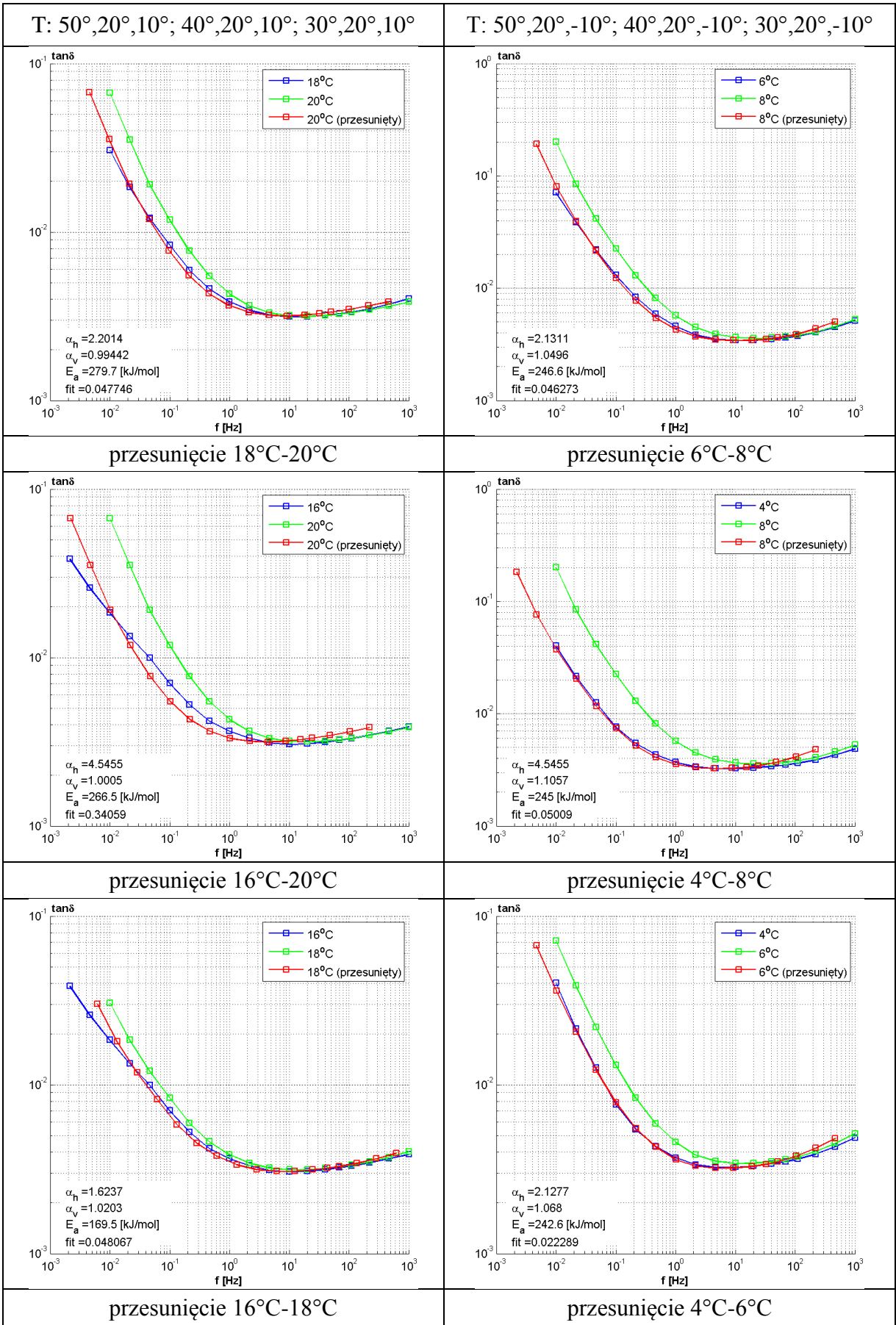
Charakterystyki modelu, w różnych konfiguracjach temperatury były przesunięte względem siebie, przy czym pojemność układu była stała w całym zakresie częstotliwości i niezależna od temperatury (rys. 8.51).



Rys. 8.51. Charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy różnych kombinacjach temperatury

Używając programu Matlab obliczono przesunięcie charakterystyk względem częstotliwości, przy różnych kombinacjach temperatur wypadkowych, a także energię aktywacji. Wyniki przedstawiono na rys. 8.52.

Wartości energii aktywacji są około 4 razy większe niż podane w tabeli 8.7. Może to oznaczać, że temperatury wypadkowe są niewłaściwe, lub też nie można stosować przesunięcia charakterystyk, w przypadku istnienia dużego gradientu temperatur w układzie papierowo-olejowym.



Rys. 8.52. Współczynnik przesunięcia α oraz wartości energii aktywacji

9 Analiza wyników badań izolatorów przepustowych przeprowadzonych metodą FDS oraz uzyskanych dla pobranych z nich próbek oleju

Dane analizowane w ramach niniejszej pracy pochodzą z pomiarów ponad 490 izolatorów przepustowych typu OIP na napięcia 110, 220 i 400 kV. Zakres przeprowadzanych badań obejmował wyznaczenie charakterystyk częstotliwościowych współczynnika strat tgδ w celu określenia zawilgocenia metodą FDS oraz analizy próbki oleju pod względem zawartości wody i gazów rozpuszczonych. Liczbę poszczególnych pomiarów podano w tabeli 9.1.

Tabela 9.1. Liczba badań izolatorów

Rodzaj badania	Napięcie izolatora			
	wszystkie	110 kV	220 kV	400 kV
FDS	367	157	119	91
Analiza zawartości wody w oleju	159	23	79	57
DGA	498	42	241	215

9.1 Analiza korelacji wyników zawilgocenia izolatorów otrzymanych metodą bezpośrednią (FDS) i zawartości wody w oleju

Ponieważ ze względów ekonomicznych często wykonywane są tylko wybrane badania izolatorów, istnieje potrzeba określenia zależności między nimi. Dotyczy to szczególnie określenia stopnia zawilgocenia rdzenia kondensatorowego izolatora na podstawie badania metodą FDS oraz pośrednio poprzez pomiar zawartości wody w oleju.

Pomiary metodą FDS wykonywano przy użyciu urządzenia Megger IDAX-300, a obliczenia zawilgocenia programem MODS v.2.0.467. W tym celu obliczono współczynniki korelacji między wynikami otrzymanymi metodą FDS i zawartością wody w próbkach oleju (metoda K-F).

Zawartość wody w oleju wyrażono w postaci trzech wielkości:

- bezwzględnej – ppm
- względnej, w stosunku do stopnia nasycenia (WRS) w danej temperaturze
- względnej, w stosunku do stopnia nasycenia w 20°C.

Wyniki przedstawiono w tabeli 9.2.

Tabela 9.2. Wartości współczynników korelacji wyników zawilgocenia otrzymanych metodą FDS i metodą pośrednią

Metoda FDS/pośrednia	Napięcie izolatora			
	wszystkie	110 kV	220 kV	400 kV
FDS/K-F(ppm)	0,16	0,58	0,20	0,05
FDS/K-F(WRS)	0,17	0,53	0,09	0,22
FDS/K-F(WRS20)	0,17	0,54	0,09	0,20

Ponieważ otrzymane wartości współczynników korelacji są małe, należy zastosować oddzielne kryteria dla oceny wyników. W tym celu określono 90% wartości typowe zawilgocenia izolatorów i zawartości wody w próbkach oleju, które przedstawiono w tabeli 9.3.

Tabela 9.3. 90% wartości typowe zawilgocenia izolatorów i zawartości wody w próbkach oleju z nich pobranych

Metoda	Napięcie izolatora			
	wszystkie	110 kV	220 kV	400 kV
FDS	2,2%	1,4%	2,3%	2,1%
K-F (ppm)	12,6 ppm	10,8 ppm	13,9 ppm	11,4 ppm
K-F (WRS)	24,2%	14,7%	25,2%	20,2%
K-F (WRS20)	13,4%	8,2%	14,0%	11,2%

9.2 Analiza statystyczna wyników badania zawartości gazów rozpuszczonych w oleju pobranym z izolatorów

Analizę wyników badania zawartości gazów w oleju rozpatrywanej populacji izolatorów przeprowadzono przyjmując, że podlegają one dwuparametrowemu rozkładowi Weibulla [130], którego gęstość prawdopodobieństwa wyraża się wzorem:

$$P(x) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \quad (9.1)$$

gdzie:

k – parametr kształtu,

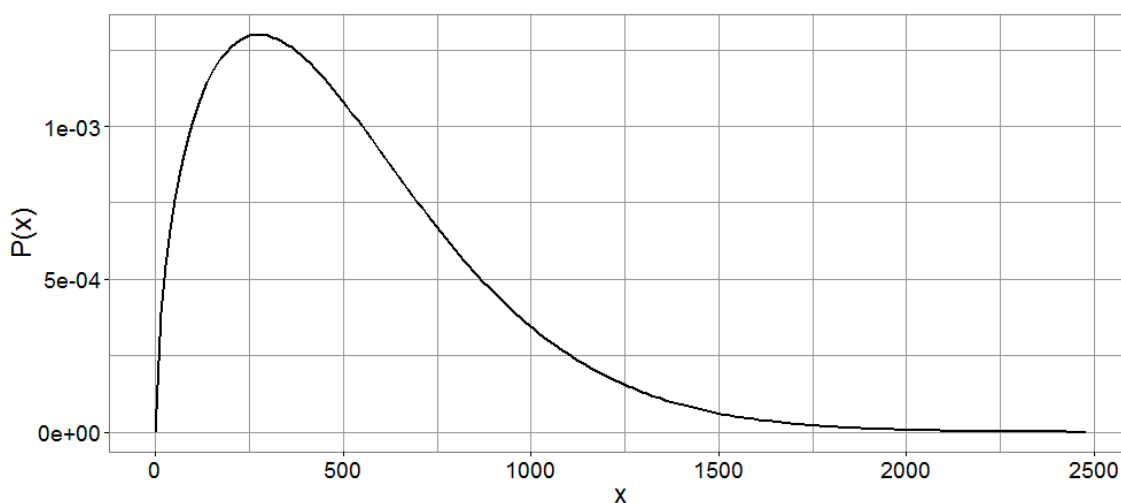
λ – parametr skali.

Za pomocą programu, napisanego w języku R [176], wyniki poddano analizie statystycznej w celu obliczenia parametrów rozkładu Weibulla – k i λ , dla każdego oznaczanego gazu, sumy gazów palnych (SGP) oraz stosunku CO₂/CO. Obliczenia

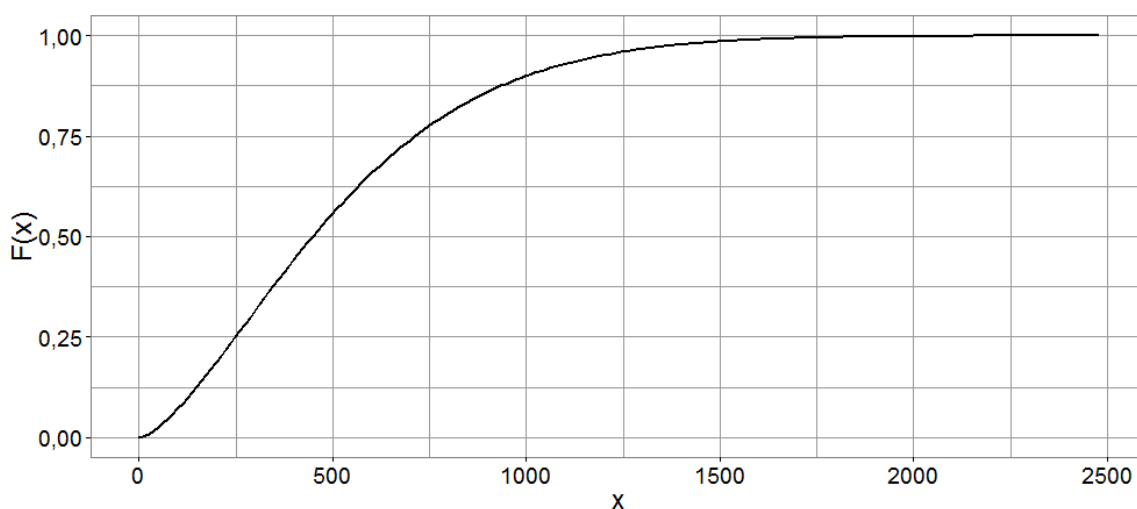
przeprowadzono dla całej populacji badanych izolatorów, jak również w grupach wyodrębnionych ze względu na napięcia robocze.

Celem obliczeń było określenie dopuszczalnych wartości granicznych zawartości gazów, występujących z określonym prawdopodobieństwem, jako kwantyle rzędu 0,9 i 0,95 i porównanie ich z obliczonymi wg [149] 90% i 95% wartościami typowymi oraz stosowanymi w praktyce (podanymi w tabeli 5.6).

Przykład obliczenia parametrów rozkładu Weibulla dla wyników zawartości sumy gazów palnych (SGP) w całej badanej populacji izolatorów przedstawiono na rys. 9.1 - rys. 9.2. Pełny zestaw wyników dopasowania rozkładu zawiera załącznik nr 2.



Rys. 9.1. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa $P(x)$ rozkładu Weibulla wyników pomiaru SGP w całej populacji



Rys. 9.2. Wykres dystrybuanty $F(x)$ rozkładu Weibulla wyników pomiaru SGP w całej populacji

Na podstawie otrzymanych parametrów rozkładów Weibulla określono graniczne wartości stężeń gazów z prawdopodobieństwem wynoszącym 0,9 i 0,95, przedstawione w tabeli 9.4 razem z wartościami typowymi, obliczonymi wg zaleceń [149].

Tabela 9.4. 90% i 95% wartości graniczne dla badanej populacji izolatorów

Stężenie gazu w [ppm] według różnych źródeł						
Gaz	RIET [171]	Parametr skali	90%		95%	
			typ.	Weibull	typ.	Weibull
H ₂	140	124	420	392	616	563
CH ₄	40	20	39	50	68	67
C ₂ H ₆	40	13	28	48	69	72
C ₂ H ₄	15	2	7	8	11	11
C ₂ H ₂	2	1	2	5	3	8
C ₃ H ₈	–	10	22	37	54	56
C ₃ H ₆	–	4	9	11	14	14
CO	600	316	583	584	695	708
CO ₂	3400	1389	4058	3919	5715	5437
SGP		573	939	1000	1290	1193

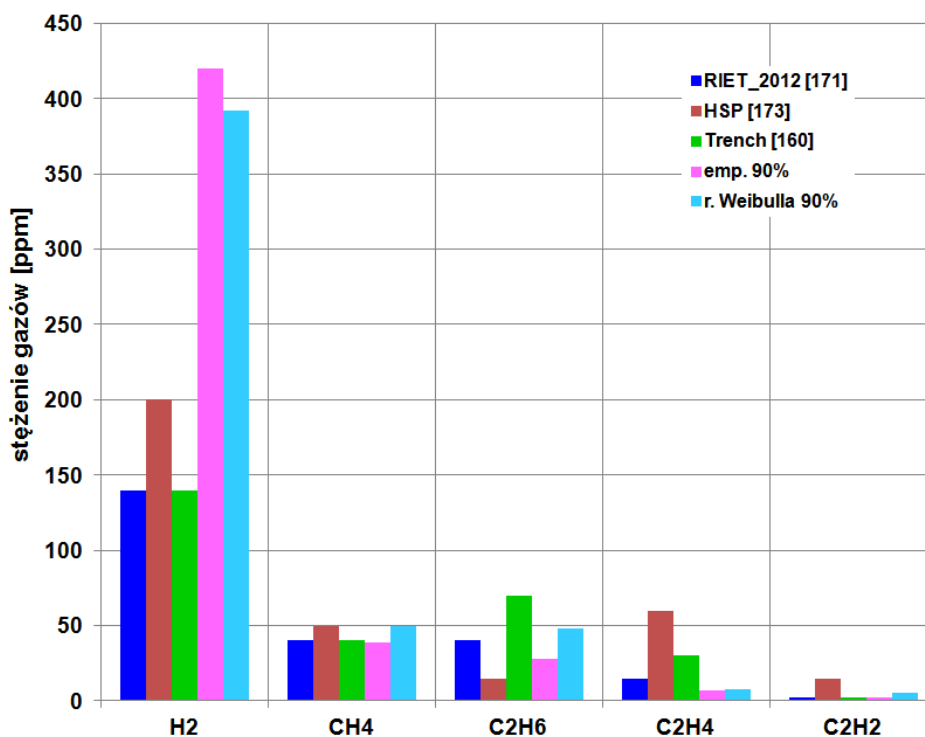
Tabela 9.5. Wartości graniczne stężeń gazów: typowe i otrzymane z rozkładu Weibulla dla izolatorów o różnych napięciach roboczych

Stężenie gazu w [ppm] w izolatorach OIP na różne napięcia												
Gaz	400 kV				220 kV				110 kV			
	90%		95%		90%		95%		90%		95%	
	typ.	r. W	typ.	r. W	typ.	r. W	typ.	r. W	typ.	r. W	typ.	r. W
H ₂	240	242	439	341	543	506	635	715	288	486	1170	736
CH ₄	39	47	62	61	28	42	72	55	63	98	210	147
C ₂ H ₆	25	26	37	36	28	61	85	93	70	86	97	133
C ₂ H ₄	9	8	12	13	4	6	9	8	7	12	46	20
C ₂ H ₂	0,4	11	8	20	2	2	2	2	1	1	15	3
C ₃ H ₈	20	21	34	30	21	48	64	73	49	63	64	97
C ₃ H ₆	10	10	15	14	7	9	9	12	15	17	22	24
CO	595	659	738	809	554	520	631	623	481	483	552	568
CO ₂	2374	2962	3150	4049	5667	5216	7243	7356	1424	1332	1455	1479
SGP	829	850	1106	989	1011	1074	1328	1288	1346	1212	1834	1499
CO ₂ /CO	9,1	11,6	15,4	15,3	16,0	17,3	19,4	22,4	13,3	12,4	21,8	15,6

Wartości graniczne (tabela 9.4), zarówno typowe, otrzymane wg [149], jak i wyliczone jako kwantyle rozkładu Weibulla, różnią się znacznie od wartości podawanych w zaleceniach producentów izolatorów i dokumentach normatywnych (rys. 9.4).

Oprócz stężeń pojedynczych gazów, do określenia stopnia zesterzenia papieru przydatny jest stosunek CO_2/CO [76], który dla izolatorów przyjmuje inne wartości niż dla izolacji papierowo-olejowej transformatorów.

W przypadku transformatorów, na występowanie przegrzań wskazują wartości $\text{CO}_2/\text{CO} < 3$ lub > 10 , natomiast dla izolatorów $\text{CO}_2/\text{CO} < 1$ lub > 20 [139, 149].



Rys. 9.1. Porównanie stężeń granicznych niektórych gazów według różnych źródeł

Można przypuszczać, że przyczyną różnic między literaturowymi i obliczonymi wartościami granicznymi stężeń gazów jest specyficzny skład populacji badanych izolatorów: minimalny wiek izolatora wynosił 13, maksymalny 44, a średni 28 lat. W pierwszej kolejności badaniom poddawane były izolatory starsze, które potencjalnie najbardziej były zagrożone awarią. Wyniki podane w tabeli 9.5 można traktować jako górne dopuszczalne wartości stężeń gazów, których przekroczenie może w bardzo krótkim czasie doprowadzić do awarii izolatora, ze względu na duże zesterzenie jego izolacji.

10 Przykład praktycznego zastosowania metod diagnostycznych dla izolatorów przepustowych

Poniżej przedstawiono przykłady badań izolatorów przepustowych, potwierdzające możliwość wykrywania przebicia warstw papieru i zwierania folii przewodzących przy użyciu metody FDS. W każdym z przypadków (tabela 10.1) wykonywana była analiza DGA oraz inne badania oleju o różnym zakresie, których rezultaty skonfrontowano z wynikami badań metodą FDS.

Tabela 10.1. Przykłady łącznej analizy wyników badań izolatorów

Lp.	Opis przypadku	Badany obiekt	Wykonane badania
1	Porównanie wyników badań dwóch izolatorów zainstalowanych na tym samym transformatorze	2 izolatory 400 kV, wiek 26 lat	FDS, DGA, K-F, wł. fiz.-chem. oleju
2	Porównanie wyników badań wykonanych w odstępie 15 miesięcy	izolator 400 kV, wiek 27 lat	FDS, DGA
3	Porównanie wyników badań dwóch izolatorów zainstalowanych na tym samym transformatorze	2 izolatory 110 kV, wiek 24 lata	FDS, DGA, K-F
4	Analiza wyników badań izolatora poddanego próbie suszenia	izolator 400 kV, wiek 30 lat	FDS, DGA, rewizja wewnętrzna

Analiza przypadku nr 1

Izolator na napięcie 400kV, wiek 26 lat, faza A, po badaniach wycofany z eksploatacji

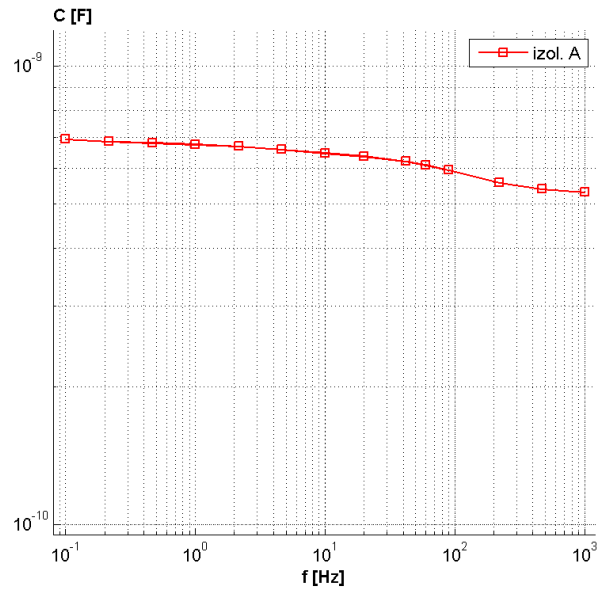
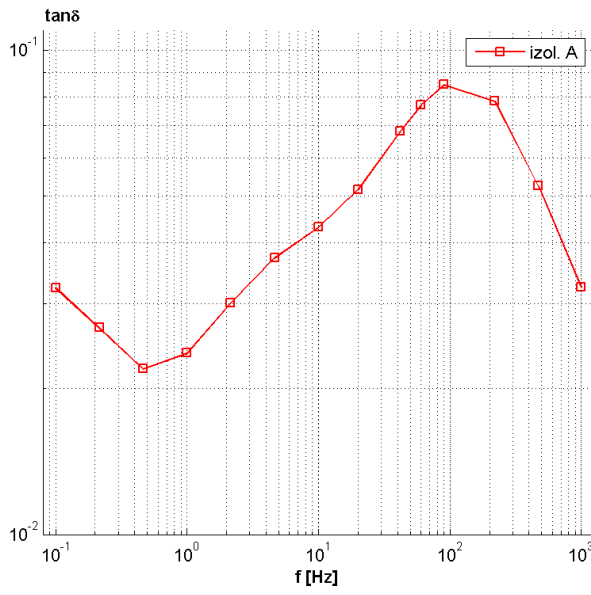
Wykonane badania:

- pomiar współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności przy $f=50$ Hz,
- wyznaczenie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ metodą FDS (rys. 10.1 i rys. 10.2), wraz z obliczeniem zawilgocenia (rys. 10.3),
- analizy próbki oleju.

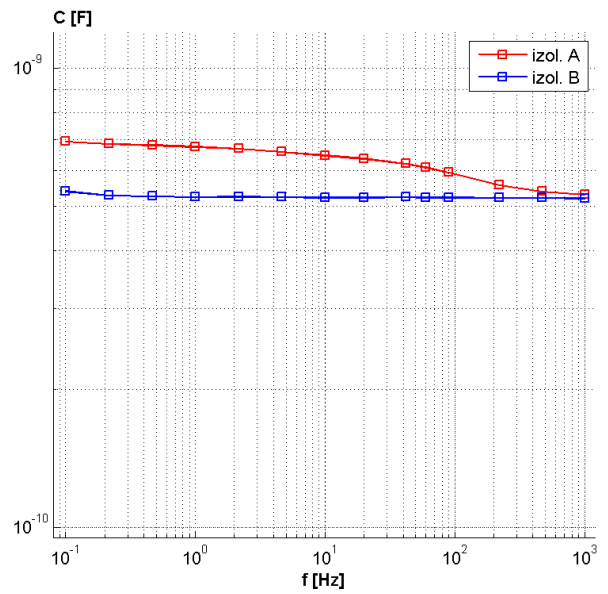
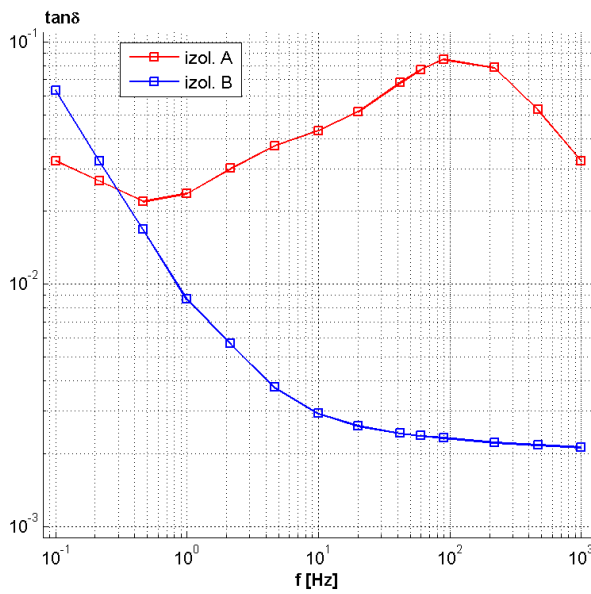
Wyniki pomiarów (przytoczone dla izolatora A i sąsiedniego B, tego samego typu i wieku):

A: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 7,2\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 615 \text{ pF}$ (wartości eliminujące izolator z eksploatacji)

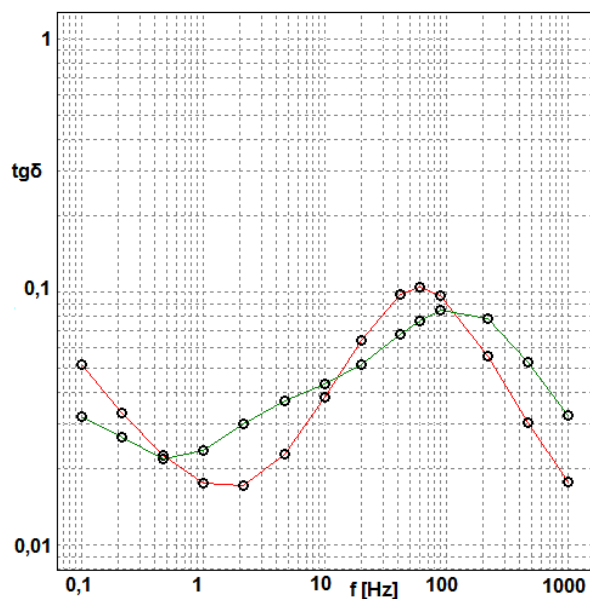
B: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 0,24\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 524 \text{ pF}$



Rys. 10.1. Charakterystyka $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora A



Rys. 10.2. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatorów A i B (temp. 35°C)



Rys. 10.3. Dopasowanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w celu określenia zawilgocenia izolatora, zrealizowane z wykorzystaniem programu MODS

Parametry dopasowania charakterystyki zmierzonej (kolor zielony) i modelowej (czerwony) przedstawiono poniżej:

zawartość wilgoci:	2,3	%
przewodność oleju*:	$8,31 \times 10^{-9}$	S/m
temperatura:	35	°C
udział przegród:	89,4	%
udział przekładek dystansowych:	5	%

* zmierzona przewodność oleju, przeliczona dla 35°C, wynosi $2,69 \times 10^{-12}$ S/m

Uzyskane wyniki zestawiono w tabelach 10.2 – 10.4.

Tabela 10.2. Wyniki badań wskaźników dielektrycznych i fizykochemicznych oleju

Rodzaj badania		Wyniki	
		izolator A	izolator B
Wygląd		klarowny, brak wody wydzielonej i widocznych gołym okiem zanieczyszczeń stałych	
Zawartość wody met. K-F [ppm]		2,5	3,5
Liczba kwasowa [mgKOH/g _{oil}]		0,01	0,01
Temperatura zapłonu [°C]		128	132
Napięcie przebicia [kV]		63	70
Współczynnik $\text{tg}\delta$ w temperaturze	20°C	0,0002	0,0002
	50°C	0,0011	0,0011
Rezystywność ρ [Ωm] w temp.	20°C	$9,8 \times 10^{11}$	$1,1 \times 10^{12}$
	50°C	$2,2 \times 10^{11}$	$2,2 \times 10^{11}$

Tabela 10.3. Wyniki badań wskaźników zestarzenia oleju

Rodzaj badania	Izolator A	Izolator B	Wartości dopuszczalne ^{*)}
Napięcie powierzchniowe [mN/m]	36	38	≥ 22
Wskaźnik polarności $\varepsilon - n^2$	0,0164	0,0158	$\leq 0,0600$

^{*)} wartości wyznaczone doświadczalnie w ZPBE Energopomiar-Elektryka

Wyniki badania właściwości fizykochemicznych oleju były zbliżone dla obu izolatorów i nie wskazywały na zestarzenie oleju.

Tabela 10.4. Wyniki analizy DGA oleju pobranego z izolatora A

Gaz	Stężenie gazu w oleju $\mu\text{l/l}$ [ppm]	Wartości typowe według [149]	Obliczone w pracy wartości 90%
H ₂ – wodór	~ 12450	<140	392
CH ₄ – metan	~ 5550	<40	50
C ₂ H ₆ – etan	240	<70	48
C ₂ H ₄ – etylen	2080	<30	8
C ₂ H ₂ – acetylen	~ 4580	<2	5
C ₃ H ₈ – propan	77	—	37
C ₃ H ₆ – propylen	93	—	11
CO – tlenek węgla	~ 14850	<1000	584
CO ₂ – dwutlenek węgla	1500	<3400	3919
Suma gazów palnych	39920	—	1000

Analiza zawartości gazów rozpuszczonych w oleju izolatora A wykazała poważne przekroczenia dopuszczalnych stężeń, przy czym skład i proporcje gazów wskazują na występowanie wyładowań o dużej gęstości energii, obejmujących również obszar izolacji papierowej. Przebiegi charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ wykazują zgodność z badaniami modelu izolatora ze zwarta warstwą (rozdział 8, rys. 8.23), wskazując na przebicie warstwy dielektryka między foliami metalowymi. Określenie zawilgocenia jest nieprawidłowe (rys. 10.3), ponieważ dopasowanie możliwe jest tylko przy anomalnie wysokiej przewodności oleju, która nie znajduje potwierdzenia w wynikach badania pobranej próbki.

Analiza przypadku nr 2

Izolator na napięcie 400kV, dwa badania w odstępie 15 miesięcy, wiek 27 lat, po drugim badaniu wycofany z eksploatacji

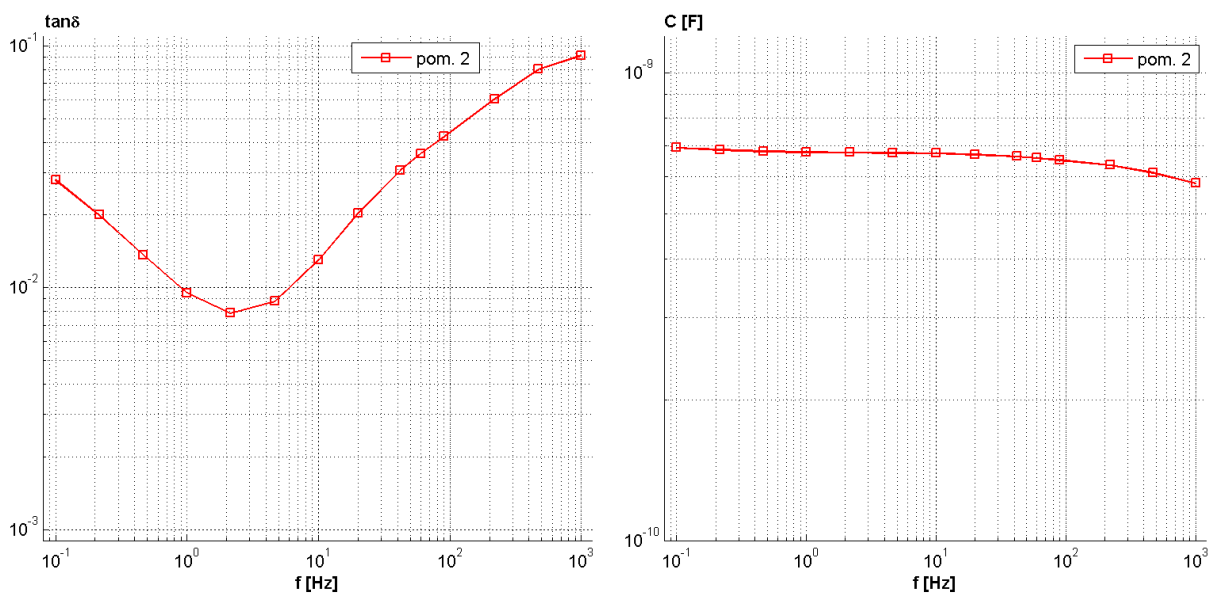
Wykonane badania:

- pomiar współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności przy $f=50$ Hz,
- wyznaczenie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ metodą FDS (rys. 10.4 i rys. 10.5)
- analiza DGA próbki oleju.

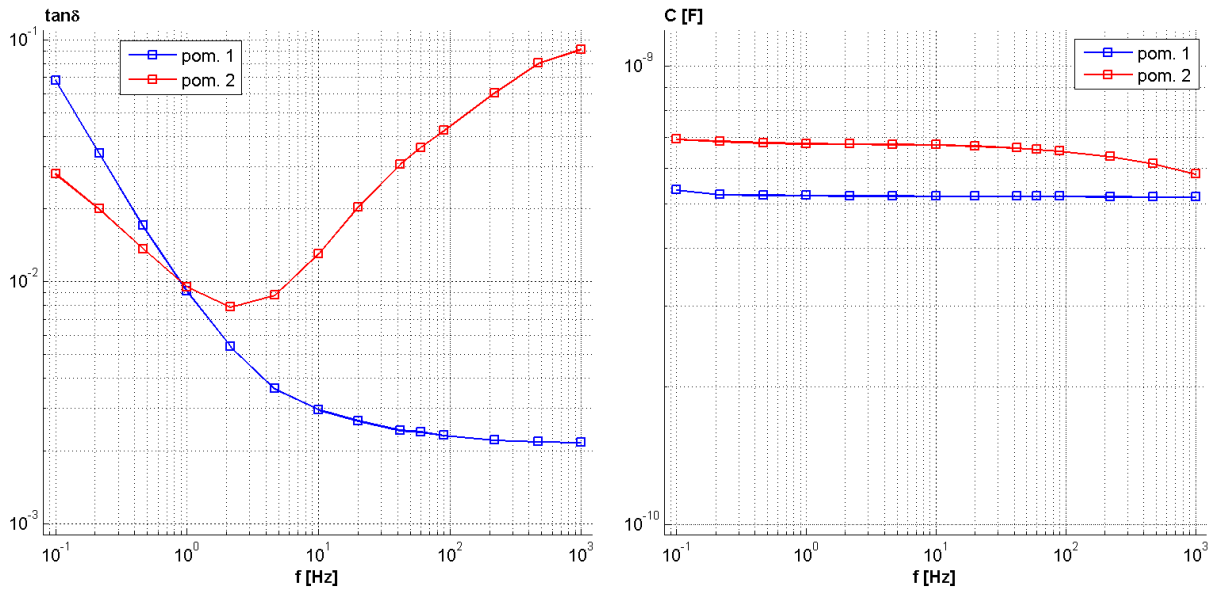
Wyniki pomiarów:

I badanie: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 0,24\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 521 \text{ pF}$, przy temp. 35°C

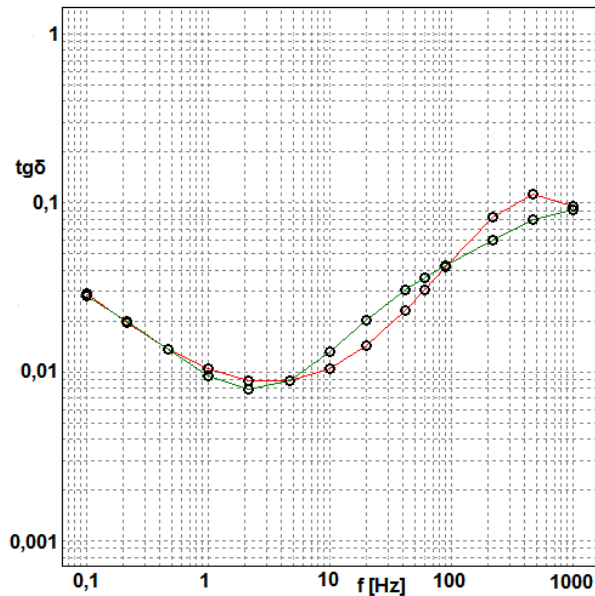
II badanie: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 3,3\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 661 \text{ pF}$, przy temp. 23°C (wartości eliminujące izolator z eksploatacji)



Rys. 10.4. Charakterystyka $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora w stanie awaryjnym (temp. 23°C)



Rys. 10.5. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora w odstępie 15 miesięcy



Rys. 10.6. Dopasowanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w celu określenia zawilgocenia izolatora, zrealizowane z wykorzystaniem programu MODS

Parametry dopasowania charakterystyki zmierzonej (kolor zielony) i modelowej (czerwony) były następujące:

zawartość wilgoci:	1,5	%
przewodność oleju*:	$7,32 \times 10^{-8}$	S/m
temperatura:	23	°C
udział przegród:	88,5	%
udział przekładek dystansowych:	5	%

* zmierzona przewodność oleju, przeliczona dla 23°C, wynosi $9,1 \times 10^{-13}$ S/m

Wyniki analizy DGA przedstawiono w tabeli 10.5.

Tabela 10.5. Wyniki analizy DGA oleju pobranego z diagnozowanego przepustu

Gaz	Stężenie gazu w oleju $\mu\text{l/l}$ [ppm]	
	badanie I	badanie II
H ₂ – wodór	166	1925
CH ₄ – metan	85	575
C ₂ H ₆ – etan	37	23
C ₂ H ₄ – etylen	0	130
C ₂ H ₂ – acetylen	0	232
C ₃ H ₈ – propan	18	7
C ₃ H ₆ – propylen	1	3
CO – tlenek węgla	63	2525
CO ₂ – dwutlenek węgla	122	570
Suma gazów palnych	370	5420

Wyniki analizy DGA wskazują na występowanie wyładowań o dużej gęstości energii obejmujących również obszar izolacji papierowej. Przebiegi charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ wykazują zgodność z badaniami modelu izolatora ze zwartą warstwą (rozdział 8, rys. 8.25), wskazując na przebicie warstwy dielektryka między warstwami przewodzącymi. Określenie zawilgocenia jest nieprawidłowe (rys. 10.6), ponieważ dopasowanie możliwe jest tylko przy wysokiej przewodności oleju, o kilka rzędów wielkości większej niż zmierzona w pobranej próbce.

Analiza przypadku nr 3

Izolatory na napięcie 110kV, tego samego typu, wiek 24 lata

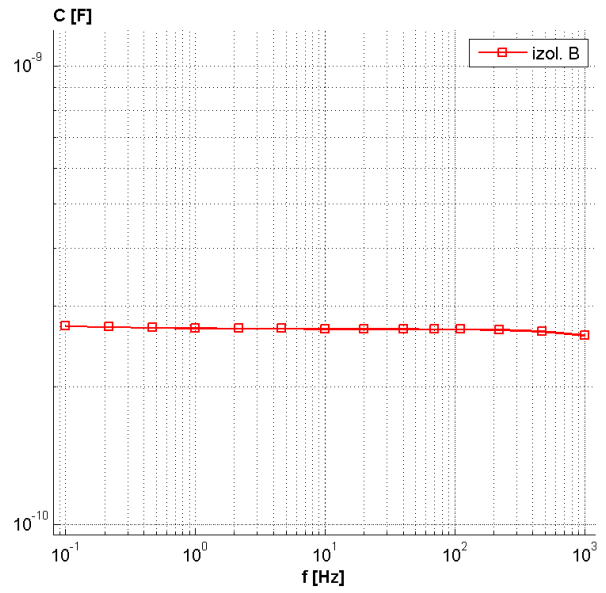
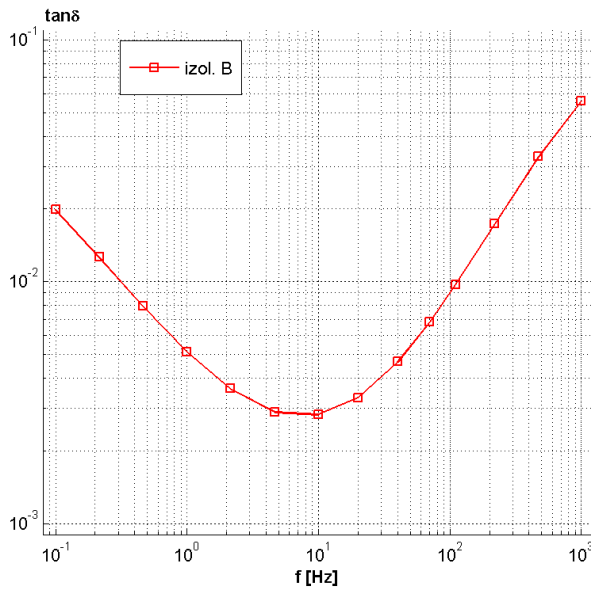
Wykonane badania:

- pomiar współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności przy $f=50$ Hz,
- wyznaczenie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ metodą FDS (rys. 10.7, i rys. 10.8) wraz z obliczeniem zawilgocenia (rys. 10.9),
- wybrane analizy próbki oleju.

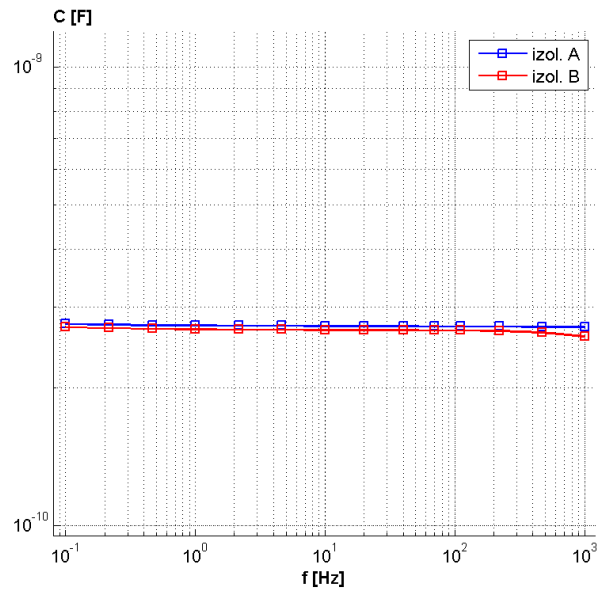
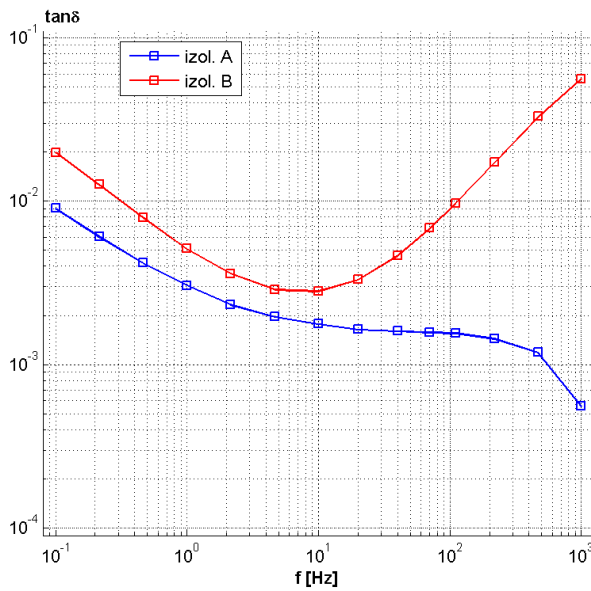
Uzyskano następujące wyniki pomiarów:

izolator A: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 0,20\%$, $C_1(50\text{Hz}) = 267 \text{ pF}$

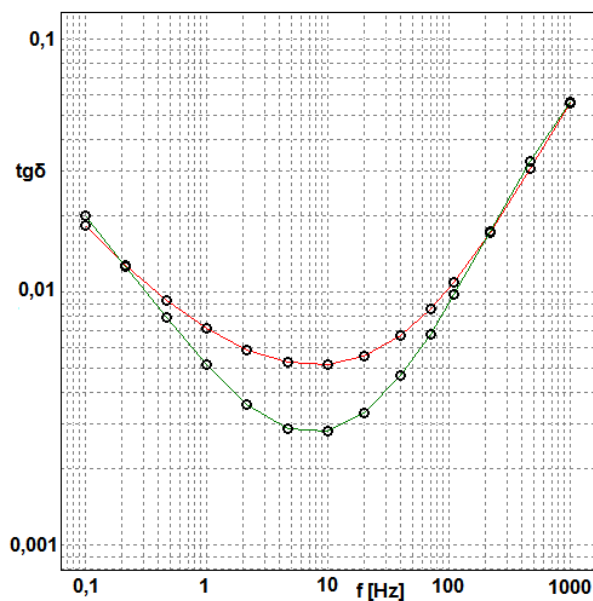
izolator B: $\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 0,54\%$, $C_1(50\text{Hz}) = 271 \text{ pF}$



Rys. 10.7. Charakterystyka $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora B



Rys. 10.8. Porównanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatorów A i B (temp. 38°C)



Rys. 10.9. Dopasowanie charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ w celu określenia zawilgocenia izolatora, zrealizowane z wykorzystaniem programu MODS

Parametry dopasowania charakterystyki zmierzonej (kolor zielony) i modelowej (czerwony) przedstawiono poniżej:

zawartość wilgoci:	0,7	%
przewodność oleju*:	$4,5 \times 10^{-7}$	S/m
temperatura:	38	°C
udział przegród:	90	%
udział przekładek dystansowych:	5	%

* zmierzona przewodność oleju, przeliczona dla 38°C, wynosi $2,22 \times 10^{-12}$ S/m

Tabela 10.6. Wyniki badań wskaźników dielektrycznych i fizykochemicznych oleju

Rodzaj badania		Wyniki	
		Izolator A	izolator B
Zawartość wody met. K-F [ppm]		5	6
Rezystywność ρ [Ωm] w temp.	20°C	$1,7 \times 10^{12}$	$1,4 \times 10^{12}$
	50°C	$2,1 \times 10^{11}$	$2,0 \times 10^{11}$

Tabela 10.7. Wyniki analizy DGA oleju pobranego z diagnozowanych przepustów

Gaz	Stężenie gazu w oleju $\mu\text{l/l}$ [ppm]	
	izolator A	izolator B
H ₂ – wodór	990	1170
CH ₄ – metan	210	402
C ₂ H ₆ – etan	44	62
C ₂ H ₄ – etylen	46	55
C ₂ H ₂ – acetylen	18	17
C ₃ H ₈ – propan	22	31
C ₃ H ₆ – propylen	18	38
CO – tlenek węgla	169	175
CO ₂ – dwutlenek węgla	424	387
Suma gazów palnych	1517	1950

Zarówno w próbce oleju pobranej z izolatora A jak i B, przekroczone są wartości dopuszczalne stężenia gazów, a ich skład wskazuje na występowanie wyładowań elektrycznych zupełnych.

Wyniki pomiarów współczynnika strat $\text{tg}\delta$ przy $f=50$ Hz izolatorów A i B mieszczą się w dopuszczalnych granicach, jedynie różnica pojemności może sugerować występowanie defektu w izolatorze B.

Charakterystyki częstotliwościowe $\text{tg}\delta(f)$ i $C1(f)$ izolatora B wskazują na możliwość przebicia warstwy papierowej między foliami metalowymi (podobieństwo do zachowania modelu zwartej warstwy – (rozdział 8, rys. 8.25). W izolatorze A wyładowania mogą występować w innym miejscu niż w izolatorze B, nie doprowadzając do zwarcia warstw przewodzących, a tym samym nie zmieniając w widoczny sposób przebiegu charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$.

Określenie zawilgocenia izolatora B jest niewłaściwe (rys. 10.9), ponieważ dopasowanie możliwe jest tylko przy bardzo wysokiej przewodności oleju, niezgodnej z wartością otrzymaną podczas badania próbki pobranej z izolatora.

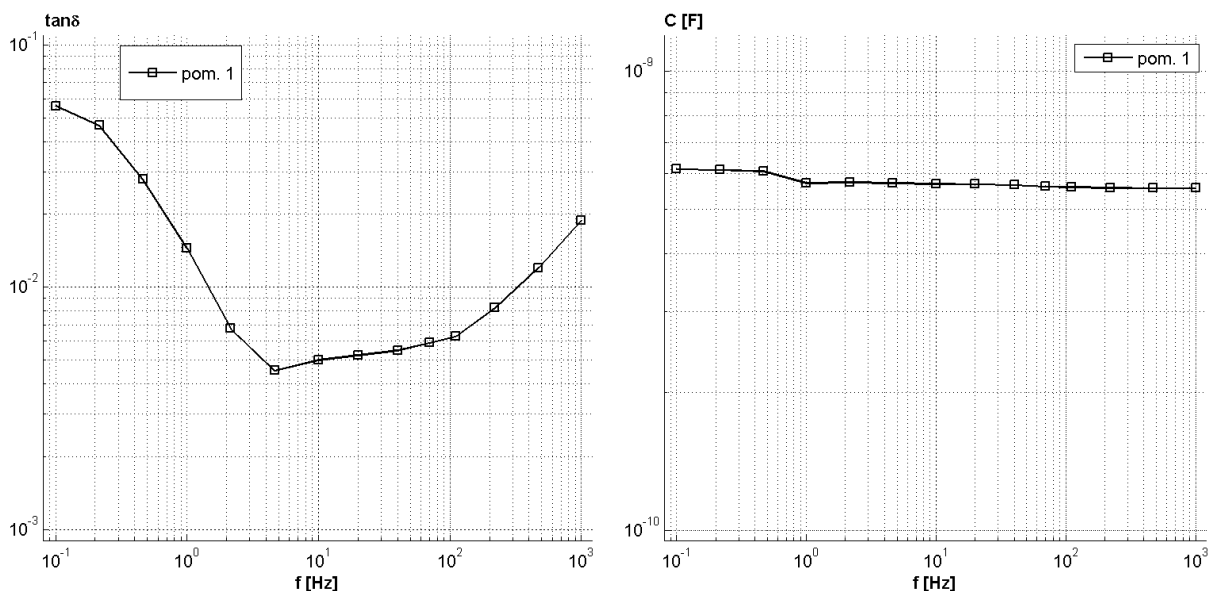
Analiza przypadku nr 4

Izolator na napięcie 400kV, wiek 30 lat, po badaniach wycofany z eksploatacji

Izolator został poddany suszeniu, wymieniono w nim również olej. Działanie to miało na celu poprawę stanu izolatora i umożliwienie jego dalszej eksploatacji.

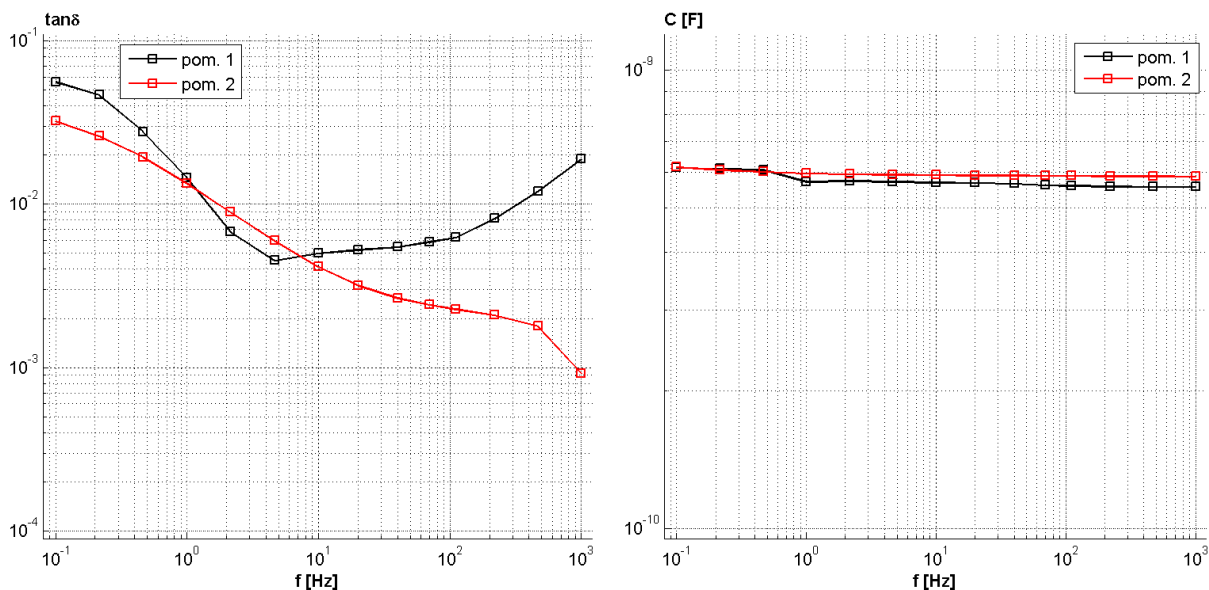
Wyniki pomiarów współczynnika strat $\text{tg}\delta$ i pojemności przeprowadzone przy częstotliwości 50Hz oraz stopień zawilgocenia były następujące (przy temp. 22°C):

$\text{tg}\delta(50 \text{ Hz}) = 0,56\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 565 \text{ pF}$, zawilgocenie: 1,3%. Uzyskane wyniki badań diagnostycznych pozwalały na dopuszczenie izolatora do czasowej eksploatacji. Charakterystyki izolatora otrzymane metodą FDS przedstawiono na rys. 10.10.



Rys. 10.10. Charakterystyka $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora po suszeniu i wymianie oleju

Po 5 miesiącach eksploatacji powtórnie przeprowadzono badania izolatora, które wykazały zmianę charakterystyk częstotliwościowych – rys. 10.11.



Rys. 10.11. Porównanie charakterystyk $\tan \delta(f)$ i $C_1(f)$ izolatora po suszeniu i wymianie oleju (kolor czarny) i po dalszej 5-miesięcznej eksploatacji (kolor czerwony)

Zmieniły się również wartości współczynnika strat $\tan \delta$ i pojemności, mierzone przy $f=50$ Hz: $\tan \delta(50 \text{ Hz}) = 0,26\%$, $C_1(50 \text{ Hz}) = 589 \text{ pF}$.

Ponieważ nastąpiła istotna zmiana charakterystyk $\tan \delta(f)$ i $C_1(f)$, pobrano próbkę oleju w celu przeprowadzenia analizy DGA, której wyniki przedstawiono w tabeli 10.8.

Tabela 10.8. Wyniki analizy DGA oleju pobranego z diagnozowanego przepustu

Gaz	Stężenie gazu w oleju $\mu\text{l/l}$ [ppm]
H_2 – wodór	7955
CH_4 – metan	7740
C_2H_6 – etan	1130
C_2H_4 – etylen	6076
C_2H_2 – acetylen	11550
C_3H_8 – propan	170
C_3H_6 – propylen	2160
CO – tlenek węgla	23890
CO_2 – dwutlenek węgla	12740
Suma gazów palnych	60671

Bardzo wysokie stężenia gazów, która wskazywały na występowanie wylądowań zupełnych i wielokrotnie przekraczały wartości dopuszczalne, groziły eksplozją izolatora, został on wycofany z eksploatacji i poddany rewizji.

Po zdjęciu osłony porcelanowej i rozcięciu warstw papieru ujawniły się przepalenia głębokich, wewnętrznych warstw papieru i folii aluminiowych (rys. 10.12).



Rys. 10.12. Dokumentacja potwierdzająca przepalenie wewnętrznych warstw papieru i folii aluminiowej rdzenia kondensatorowego izolatora

Porównanie opisanego uszkodzenia izolatora z wynikami badań modelowych pozwala przypuszczać, że uszkodzenie warstw papierowych występowało już w momencie próby naprawy izolatora, o czym świadczy kształt charakterystyk $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$ (rys. 10.10). W następnych miesiącach eksploatacji doszło do zupełnego przebicia warstw papierowych i zwarcia folii przewodzących, co spowodowało wzrost pojemności izolatora, a jednocześnie spadek wartości $\text{tg}\delta$ (przy $f=50$ Hz), przewidywany teoretycznie. Rozwój defektu spowodował rozkład papieru i oleju, co ujawniło się w wynikach analizy DGA oleju.

11 Wnioski

Metoda FDS oprócz zastosowania do określenia zawilgocenia izolatora może być wykorzystana również do wykrywania degradacji materiałów rdzenia kondensatorowego prowadzącej do przebicia izolacji między warstwami metalowymi (elektrodami sterującymi rozkładem pola elektrycznego). Przewidywana teoretycznie zmiana kształtu charakterystyk częstotliwościowych współczynnika strat $\text{tg}\delta$, spowodowana degradacją izolacyjnej warstwy papieru, została potwierdzona badaniami modelowymi oraz przykładami pomiarów rzeczywistych izolatorów, obejmujących również wyniki analiz próbek oleju z nich pobranych. Zastosowanie opisanej interpretacji kształtu charakterystyk $\text{tg}\delta$ do analizy wyników badań izolatorów przepustowych metodą FDS może przyczynić się do wczesnego wykrycia rozwijającego się uszkodzenia i wycofania izolatora z eksploatacji, a co za tym idzie uniknięcia poważnej awarii o skutkach trudnych do przewidzenia.

Wyniki badań wykonanych przez autora, przedstawione w niniejszej rozprawie, w pełni potwierdzają przyjętą tezę naukową.

Badania próbek oleju, podobnie jak w przypadku izolacji papierowo-olejowej transformatorów, dają możliwość określenia zesterzenia izolatora oraz obecności czynników przyspieszających starzenie i skutków ich działania. Dotyczy to zwłaszcza stanu papieru, którego zesterzenie można określić przez analizę zawartości związków pochodnych furanu w oleju oraz obecności zawilgocenia i defektów izolacji wywołanych narażeniami elektrycznymi i cieplnymi.

Jednak, jak wykazała analiza statystyczna wyników pomiaru zawartości wody w oleju i badania zawilgocenia metodą FDS, określenie zawilgocenia papieru metodą pośrednią w przypadku izolatora jest niepewne, na co wskazują niskie wartości współczynnika korelacji wyników otrzymanych obiema metodami. Może być to spowodowane brakiem cyrkulacji oleju w warstwach papieru rdzenia izolatora, ale także wadą oprogramowania służącego do obliczenia zawilgocenia w metodzie FDS, polegającą na słabym dostosowaniu modelu obliczeniowego do konstrukcji izolatora. Trzecią przyczyną niewielkiej zgodności wyników pośredniego określania zawilgocenia papieru z wynikami metody FDS może być przyjęcie do obliczeń niewłaściwej temperatury izolatora.

Pomimo tego, zarówno badanie zawartości wody w oleju, jak i określenie zawilgocenia metodą FDS mogą być stosowane przy analizie stanu izolatora, pod warunkiem przyjęcia odpowiednich wartości granicznych, obliczonych na podstawie statystyki wyników pomiarów.

Problem temperatury izolatora pojawia się również w zastosowaniu metody FDS. Przesunięcie temperaturowe charakterystyki współczynnika strat $\text{tg}\delta$, chociaż dobrze opracowane teoretycznie, w praktyce pomiarowej jest jedynie jedną z przyczyn zmiany przebiegu charakterystyki, na kształt której wpływają zmiany starzeniowe izolacji, jej uszkodzenia oraz zawilgocenie. Ponadto wielkość przesunięcia zależy również od energii aktywacji, która, jak wskazują dane literaturowe [41, 78] i badania modelowe przeprowadzone w ramach niniejszej pracy, przyjmuje różne wartości.

Badania modelowe wykazały, że najlepiej wykonywać badanie izolatorów metodą FDS w warunkach małego osiowego gradientu temperatur w izolatorze, czyli po dłuższym czasie od wyłączenia transformatora, przy dodatnich temperaturach otoczenia. Jednak w tym względzie, konieczne są dalsze prace, w szczególności analiza procesu stygnięcia izolatora, po wyłączeniu transformatora, przy różnych warunkach atmosferycznych, dla określenia właściwej temperatury izolatora w trakcie rzeczywistych pomiarów.

Istotnym wskaźnikiem kondycji izolatora jest kształt charakterystyk częstotliwościowych $\text{tg}\delta(f)$ i $C_1(f)$, który może wskazywać na degradację warstw papieru między foliami przewodzącymi w rdzeniu, prowadzącą do ich zwarcia. W takim przypadku celowe jest pobranie próbki oleju i wykonanie analizy chromatograficznej gazów w nim rozpuszczonych, co pozwala na określenie rodzaju defektu rozwijającego się w izolatorze. Porównanie otrzymanych wyników z wartościami granicznymi, np. obliczonymi w niniejszej pracy, jest pomocne przy podejmowaniu decyzji o dalszej eksploatacji izolatora lub jego złomowaniu.

Analiza zesterzenia izolatorów przepustowych typu OIP wymaga zastosowania kilku metod pomiarowych, wśród których największą przydatnością wykazuje się metoda FDS, użyta łącznie z badaniami próbki oleju, a szczególnie metodą chromatografii gazowej i pomiarem rezystywności oleju. Znajomość rzeczywistej rezystywności oleju pozwala na ocenę prawidłowości obliczeń zawilgocenia izolatora metodą FDS, a także daje wskazówkę do interpretacji kształtu charakterystyki częstotliwościowej współczynnika strat $\text{tg}\delta$. Z kolei

znajomość składu gazów i ich stężeń pozwala zweryfikować wskazywane przez metodę FDS uszkodzenia warstw papieru, zdegradowanego przez wyładowania niezupełne, prowadzące do zwarcia folii metalowych.

Zestarzenie papieru występujące wewnątrz rdzenia kondensatorowego, spowodowane wyładowaniami niezupełnymi, ze względu na miejscowy charakter, nie musi powodować, szczególnie w początkowym stadium, widocznych zmian właściwości fizykochemicznych oleju. Badania modelowe wskazują, że takie defekty, oprócz wpływu na skład gazów rozpuszczonych w oleju, mogą być wykryte przez analizę zawartości związków pochodnych furanu w oleju, świadczących o rozkładzie papieru, jednak obecnie brak jest wystarczającej ilości danych do sformułowania kryteriów oceny wyników.

Do najważniejszych oryginalnych wyników osiągniętych przez autora w trakcie realizacji rozprawy należą:

- opracowanie metodyki oceny stanu zestarzenia izolacji papierowo-olejowej przepustów izolacyjnych OIP na podstawie wieloparametrowej oceny wyników badań oleju i pomiarów metodą FDS,
- wykonanie modelu obliczeniowego umożliwiającego analizę zmian w papierowo-olejowym układzie izolacyjnym za pomocą metody FDS,
- zaprojektowanie i wykonanie modelu fizycznego papierowo-olejowego układu izolatora przepustowego,
- potwierdzenie wyników symulacji komputerowej procesu degradacji układu izolacyjnego wynikami badań uzyskanymi na modelu fizycznym,
- określenie wpływu starzenia, temperatury oraz przebicia warstwy dielektryka na charakterystyki układu izolacyjnego otrzymywane metodą FDS,
- opracowanie nowych kryteriów diagnostycznych związanych z zastosowaniem analizy DGA wykorzystywanej do badania oleju pobranego z izolatorów przepustowych,
- weryfikacja badań laboratoryjnych w warunkach rzeczywistych.

Literatura

A. Monografie, skrypty, artykuły, referaty

- [1] Adamczyk B., Florkowska B.: Analiza warunków sterowania pola elektrycznego w wysokonapięciowych izolatorach przepustowych. ZN Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 30, XXI Seminarium Zastosowanie Komputerów w Nauce i Technice, 2001, str.13-16
- [2] Arakelian V.G., Fofana I.: Water in Oil-Filled High-Voltage Equipment Part II: Water Content as Physicochemical Tools for Insulation Condition Diagnostic. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 23, 2007, pp.15-24
- [3] Badicu L., Notingher P.V., Dumitran L., Tanasescu G., Popa D., Batir G.: Thermal ageing of oil impregnated paper for power transformers insulation systems. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series No. 34, 2010, pp.7-12
- [4] Badicu L., Notingher P.V., Dumitran L., Tanasescu G., Popa D., Batir G.: The assessment of oil impregnated paper condition by electrical conductivity and permittivity.
http://midmit.elmat.pub.ro/media/sec/LUCRARE%20Iasi%202010_6ro.pdf
- [5] Badicu L., Gorgan B., Buşoi S., Dumitran L., Notingher P.V.: Use of time domain spectroscopy for assessment of oil impregnated paper condition. U.P.B. Sci. Bull., Series C Vol. 73, Iss. 4, 2011, pp.267-282
- [6] Bahr P., Christensen J., Brusetti R.: On-line Diagnostic Case Study Involving a General Electric Type U Bushing. 74th Annual Doble Client Conference, 2007, pp.1-11
- [7] Bhumiwat S., Lowe S., Nething P., Perera J., Wickramasuriya P., Kuansatit P.: Performance of Oil and Paper in Transformers based on IEC 61620 and Dielectric Response Techniques. CIGRE SC D1 Colloquium in Hungary, Budapest, 2009, pp.20-25
- [8] Bouaïcha A., Fofana I., Farzaneh M., Setayeshmehr A., Borsi H., Gockenbach E., Beroual A., Aka N.: Dielectric spectroscopy techniques as quality control tool: a feasibility study. IEEE Electr. Insul. Mag. Vol. 25 (1), 2009, pp.6-14
- [9] Buchacz J., Warczyński P.: Diagnostyka izolatorów przepustowych najwyższych napięć. Międzynarodowa Konferencja „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów” Wisła – Jawornik, 2008
- [10] Buchacz J., Szymański Z., Warczyński P.: Wybrane metody diagnostyki stanu technicznego izolatorów przepustowych z izolacją papierowo-olejową. Międzynarodowa Konferencja „Zarządzanie Eksploatacją Transformatorów” Wisła – Jawornik, 2010
- [11] Buchacz J., Szymański Z.: Wpływ czynników zewnętrznych na wynik pomiaru tgδ i pojemności izolatorów przepustowych. Urządzenia dla energetyki, Nr 2, 2013, str.46-51

- [12] Buchacz J., Szymański Z.: Influence of external factors on results of bushing $\tan\delta$ and capacitance measurements. *Acta Physica Polonica A* Vol. 12(5), 2012, pp.900-904
- [13] Buchacz J.: Praktyczne aspekty zastosowania metody FDS w diagnostyce transformatorów. PTPiREE Międzynarodowa Konferencja TRANSFORMATÓR '13, Gdańsk, 2013
- [14] Chakravorti S., Seinbigler H.: Capacitive-resistive Field Calculation on HV Bushings using the Boundary-element Method. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* Vol. 5, No. 2, 1998, pp.237-244
- [15] Cheng J., Robalino D., Werelius P., Ohlen M.: Improvements of the Transformer Insulation XY Model Including Effect of Contamination. *IEEE International Symposium On Electrical Insulation*, 2012, pp.169-174
- [16] Cimbala R.: The calculation of polarization spectrum and activation energy of insulation during accelerated thermal stress. *Acta Electromechanica et Informatica* Vol. 6, No. 2, 2006
- [17] Cimbala R.: Dielectric Spectroscopy of Insulation Oils. Dept. of Electric Power Engineering, FEI TU of Košice, 2010, pp.26-28
- [18] Dervos C.T., Paraskevas C.D., Skafidas P.D., Stefanou N.: Dielectric Spectroscopy and Gas Chromatography Methods Applied on High-Voltage Transformer Oils. *IEEE DEIS*, 2006, pp.586-592
- [19] Ekanayake C., Gubanski S.M., Fernando M.A.R.M.: Application of Dielectric Spectroscopy Measurements for Estimating Moisture Content in Power Transformers. *KIEE International Transactions on EA* Vol. 4-C, No. 3, 2004, pp.81-90
- [20] Ekanayake C., Gubanski S.M., Graczkowski A., Walczak K.: Frequency Response of Oil Impregnated Pressboard and Paper Samples for Estimating Moisture in Transformer Insulation. *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 21, No. 3, 2006, pp.1309-1317
- [21] Ekanayake C., Saha T.K., Ma H., Allan D.: Application of Polarization Based Measurement Techniques for Diagnostics of Field Transformers. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp.1-8
- [22] Emsley A.M., Stevens G.C.: Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. *Science, Measurement and Technology* Vol. 141, No. 5, 1994, pp.324-334
- [23] Eriksson G.: Coupled Electric/Thermal/Fluid Analysis of High Voltage Bushing. Excerpts from the Proceedings of 2012 COMSOL Conference in Milan, 2012
- [24] Fofana I., Hemmatjou H., Meghnefi F., Farzaneh M., Setayeshmehr A., Borsi H., Gockenbach E.: On the Frequency Domain Dielectric Response of Oil-paper Insulation at Low Temperatures. *IEEE Trans. on Diel. and E. I.* Vol. 17, No. 3, 2010, pp.799-807
- [25] Frimpong G., Gäfvert U., Fuhr J.: Measurement and Modeling of Dielectric Response of Composite Oil/Paper Insulation. *Proceedings of the 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, May 25-30, Seoul, Korea, 1997, pp.86-89
- [26] Gacek Z.: Wymiarowanie wysokonapięciowych przepustów transformatorowych o izolacji papierowo-olejowej. *Arch. Energ* t. 26, nr 3/4, 1997, str.3-20

- [27] Garcia B., Valecillos B., Burgos H. C.: Determination of Water Content in Transformer Solid Insulation by Frequency Domain Spectroscopy. Proc. of the 5th WSEAS/ IASME Int. Conf. On Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Tenerife, Spain, 2005, pp.18-23
- [28] Gäfvert U., Adeen L., Tapper M., Ghasemi P., Jönsson B.: Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers. Proceedings of the 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials Vol. 2, Xi'an China, 2000, pp.825-830
- [29] Gäfvert U.: Dielectric Response Analysis of Real Insulation Systems. International Conference on Solid Dielectrics, 5-9 July, Toulouse, France, 2004
- [30] Gäfvert U.: Influence of Geometric Structure and Material Properties on Dielectric Frequency Response on Composite Oil Cellulose Insulation. Proceedings of International Symposium on Electrical Insulating Materials, 5-9 June, Kitakyushu, Japan, 2005, pp.73-76
- [31] Gasser H.P., Krause Ch., Prevost T.: Water Absorption of Cellulosic Insulating Materials used in Power Transformers. International Conference on Solid Dielectrics, Winchester, 2007
- [32] Gielniak J.: Influence of geometrical parameters and temperature of oil-paper insulation on analysis results by means of dielectric response method. Prz. Elektrot. (Electrical Review) nr 11b/2010, str.220-222
- [33] Gielniak J., Graczkowski A., Walczak K., Morańda H., Przybyłek P., Polak F., Gronko W.: Doświadczenia z badań izolatorów przepustowych wysokiego napięcia z użyciem metody spektroskopii dielektrycznej. PTPiREE Międzynarodowa Konferencja TRANSFORMATOR '13, Gdańsk, 2013
- [34] Gorayan R.S., Srivastava R.K., Kumar R.: Field Analysis of Transformer Bushing Using FEM Code ANSYS. 18th National Power System Conference, 2010, pp.579-582
- [35] Gubanski S.M., Boss P., Csépes G., Der Houhanessian V., Filippini J., Guuinic P., Gäfvert U., Karius V., Lapworth J., Urbani G., Werelius P., Zaengl W.: Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers. Electra No. 202, 2002, pp.24-36
- [36] Hadjadj Y., Meghnefi Fi., Fofana I., Ezzaidi H.: On the Feasibility of Using Poles Computed from Frequency Domain Spcetroscopy to Asses Oil Impregnated Paper Insulation Conditions. Energies. No. 6 , 2013, pp.2204-2220
- [37] Hassani M., Hafezinasab H., Karimi Madahi S.S., Majid Alambeygi: Optimization of Electric Field in 230kV Transformers Bushing. Journal of Basic and Applied Scientific Research 2(5), 2012, pp.4939-4951
- [38] Helgeson A., Gäfvert U.: Dielectric Response measurements in time and frequency domain on high voltage insulation with different response. Proceedings of International Symposium on Electrical Insulating Materials. 27-30 Sept., Toyohashi, Japan, 1998, pp. 393-398
- [39] Hesamzadeh M.R., Hossein-Zadeh. N.: Optimal Electrical Design of Condenser Grade High Voltage AC Bushings. Australian Universities Power Engineering Conference, Victoria University, Melbourne, Australia, 10-13 December, 2006

- [40] Hesamzadeh M.R., Hossein-Zadeh. N., Wolfs P.: An Advanced Optimal Approach for High Voltage AC Bushing Design. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 15, 2008, pp.461-466
- [41] Höhle I., Kachler A.J.: Progress in transformer ageing research. Impact of moisture on DP of solid insulation and furane development in oil at transformer service temperatures. CIGRE Session, 2004, paper D1-309
- [42] Hurezeanu I., Nedelcut D., Sacerdotianu D., Purcaru D.M.: Monitoring of dielectric losses at capacitor-type bushings. Volumul Conferinței Naționale CEEEX, 2007
- [43] Huellmandel F., Appold M., Kuechler A., Krump P., Titze J.: Condition Assessment of High Voltage Bushings by Means of Dielectric Diagnosis with PDC. 15th ISH International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, 2007
- [44] Jackowicz-Korczyński A.: Analiza procesów polaryzacyjnych w polimerowych układach izolacyjnych wysokiego napięcia dla celów diagnostyki wysokonapięciowej. Rozprawa doktorska, Katedra Elektroenergetyki, AGH, Kraków, 2003
- [45] James R., Blackburn T.R., Lee A., Cotton M., Finlay B., Galea V., Allan D.M.: Challenges for advanced diagnostic techniques faults undetectable by existing electrical methods; CIGRE Session, Paris, 2000, paper 15-306
- [46] Jaya M., Leibfield T., Koch M.: Information within the Dielectric Response of Power transformers for Wide Frequency Ranges. IEEE ISEI Conference, 2010
- [47] Jaya M., Leibfield T.: Dielectric modeling and diagnosis of the oil-paper-insulation system in power transformers. https://www.ieh.kit.edu/rd_download/jaya_paper326.pdf
- [48] Jonscher A.K.: Review. A new understanding of the dielectric relaxation of solids. Journal of Material Science No. 16, 1981, pp.2037-2060
- [49] Jonscher A.K.: The Physical Origin of Negative Capacitance. J. Chem. Soc., Faraday Trans. 2, No. 82, 1986, pp.75-81
- [50] Jonscher A.K.: Review article. Dielectric relaxation in solids. J. Phys D. Appl. Phys. No. 32, 1999, pp.57-70
- [51] Jonscher A.K.: The “Universal” Dielectric response: Part I. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 6, No. 2, 1990, pp.16-24
- [52] Jonscher A.K.: The “Universal” Dielectric response: Part II. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 6, No. 3, 1990, pp.24-28
- [53] Jonscher A.K.: The “Universal” Dielectric response: Part III. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 6, No. 4, 1990, pp.19-24
- [54] Jonscher A.K.: The Universal Dielectric response and its Physical Significance. IEEE Trans. on El. Ins. Vol. 27, No. 3, 1992, pp.407-423
- [55] Jonscher A.K.: Energy Criterion in the Interpretation of Dielectric Relaxation. Appl. Phys., A 56, 1993, pp.405-408
- [56] Kamiyoshi K-I., Fujimura T., Yamakami T.: Some Characteristics of Maxwell-Wagner Type Dielectric Dispersion. Science reports of the Research Institutes, Tohoku University. Ser. A, Physics, chemistry and metallurgy 19, 1967, pp.125-152

- [57] Koch M., Feser K.: Reliability and influences on dielectric diagnostic methods to evaluate the ageing state of oil-paper insulations. Second International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials (APTADM), Wroclaw, 2004
- [58] Koch M.: Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts. Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, s. 508, China, 2005
- [59] Koch M., Krüger M.: A Fast and Reliable Dielectric Diagnostic Method to Determine Moisture in Power Transformers. 2008 Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008
- [60] Koch M., Krüger M.: The negative dissipation factor and interpretation of the dielectric response of power transformers. ISH 2009, 16th Int. Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, 2009
- [61] Koch M., Raetzke S., Krueger M.: Moisture Diagnostics of Power Transformers by a Fast and Reliable Dielectric Response Method. IEEE ISEI Conference, 2010
- [62] Koch M.: Reliable Moisture Determination in Power Transformers. Electra No. 255, 2011, pp.4-11
- [63] Koufakis E.I., Halevidis C.D., Polykarti A.D., Tsarabaris P.T: Calculation of the Activation Energy of Oil-Paper Insulation in a Distribution Transformer. IEEE DEIS, 2012, pp.52-58
- [64] Kuechler A., Huellmandel F., Boehm K., Koch N., Krause Ch., Neumann C., Loppach K., Alff J.J.: Condition assessment of aged transformer bushing insulations. CIGRE Session, 2006, paper A2-104
- [65] Kuechler A., Huellmandel F., Boehm K., Liebschner M., Krause Ch., Heinrich B.: Parameters Determining the Dielectric Properties of Oil Impregnated Pressboard and Presspaper in AC and DC Power Transformer Applications. 15th International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [66] Krüger M., Kraetge A., Koch M., Rethmeier K., Pütter M., Hulka L., Muhr M., Summereder C.: New diagnostic tools for high voltage bushing. CIGRE VI WORKSPOT - International workshop on power transformers, Foz do Iguaçu, 2010
- [67] Levi R.: Further Studies Of Anomalous phenomena In Dielectric-Loss Measurements - Transformer Bushings Model. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 10, No. 2, 1995, pp.889-895
- [68] Liao R., Hao J., Chen G., Yang L.: Quantitative Analysis of Ageing Condition of Oil-paper Insulation by Frequency Domain Spectroscopy. IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation Vol. 19, No. 3, 2012, pp.821-830
- [69] Linhjell D., Hestad Ø.L., Gäfvert U., Lundgaard L.E.: Dielectric Response of Oil-impregnated Cellulose from 0.1 mHz to 3 MHz. IEEE Dielectric Liquids Conference, 2005, pp.277-280
- [70] Linhjell D., Lundgaard L., Gäfvert U.: Dielectric Response of Mineral Oil Impregnated Cellulose and the Impact of Aging. IEEE DEIS, 2007, pp.156-169

- [71] Liu J., Wei G., Wu G., Zhou L.: Moisture Content Assessment in Oil-Paper Based on Dielectric Frequency Response. CIGRE SC A2 & D1 Colloquium in Kyoto, Japan, 2011, pp.1-6
- [72] Liu Y., Wu G., Zhou L., Liu J., Lv W.: Frequency Response Measurement for Moisture Analysis of Oil-paper Insulation System in Power Transformer. CIGRE SC A2 & D1 Colloquium in Kyoto, Japan, 2011, pp.1-8
- [73] Lundgaard L.E., Hansen W., Linhjell D., Painter T.J.: Ageing of oil-impregnated paper in power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 19, 2004, pp.230-239
- [74] Macdonald J.R.: Impedance Spectroscopy. Annals of Biomedical Engineering Vol. 20, 1992, pp. 289-305
- [75] Mahmoudi A., Moosavian S. M., Kahourzade S., Nabi S., Ghiri H.: Capacitor bushing optimization via electrostatic finite element analysis. International Journal of the Physical Sciences Vol. 7 (2), 2012, pp.306-316
- [76] Malik H., Tarkeshwar, Jarial. R.K.: Make Use of DGA to Carry Out the Transformer Oil-Immersed Paper Deterioration Condition Estimation with Fuzzy-Logic. Proc. Engineering No. 30, 2012, pp.569-576
- [77] Meghnefi F., Fonfana I., Hemmatjou H., Farzaneh M.: Deriving an Equivalent Circuit of Composite Oil Paper Insulation for Understanding the Frequency Domain Spectroscopic Measurements. Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2009, pp.478-481
- [78] Mentlik V., Polanský R., Prosr P., Pihera J.: Activation energy of transformer oils. Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne Nr 80/2008, str.45-49
- [79] Mikulecky A., Štíh Ž.: Influence of Temperature, Moisture Content and Ageing on Oil Impregnated Paper Bushings Insulation. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 20, No. 4, 2013, pp.1421-1427
- [80] Morańda H., Koch M.: Program do analizy odpowiedzi częstotliwościowej (FDS) dielektryków. Prz. Elektrot., Konferencje ISSN 1731-6103 v.4 1/2006, str.162-165
- [81] Mroziak A.: Odpowiedź dielektryczna modelu przepustu wysokiego napięcia. Prz. Elektrot. (Electrical Review) nr 11b/2010, str.59-62
- [82] Neimanis R., Arvidsson L., Werelius P.: Dielectric Spectroscopy Characteristic of Aged Transformer Oils. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, Proceedings, 2003, pp.289-293
- [83] Notingher P.V., Badicu L., Dumitran L.M., Tanasescu G., Popa D.: Dielectric losses in cellulose-based insulations. 7th International Conference on Electromechanical and Power Systems. Iași, Romania, October 6-9, 2009
- [84] Ohlen M., Werelius P.: Bushing insulation diagnostics based on dielectric response. E+C Spot On Oommen T.V.: Moisture equilibrium charts for transformer insulation drying practice. IEEE Trans. on Power Apparatus and System, Vol. PAS-103, No. 10, October 1984
- [85] Ohlen M., Werelius P.: Dielectric Frequency Response and Temperature Dependence of Power Factor. IEEE ISEI Conference, 2010

- [86] Ohlen M., Werelius P.: Using DFR to determine dissipation factor temperature dependence. *Energize*, 2012, pp.38-43
- [87] Pahlavanpour B.: Monitoring the condition of oil filled bushings by using Dissolved Gas Analysis. *Energetyka* 5/2009, str.308-311
- [88] Praca zbiorowa: Badanie wpływu śladowych zawilgoceń na własności dielektryczne papieru impregnowanego olejem. *Energopomiar*, Gliwice 1962
- [89] Prevost T.A., Oommen T.V.: Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part I - History and Development. *IEEE Electrical Insulation Magazine* Vol. 22, No. 1, 2006, pp. 28-35
- [90] Prevost T.A., Oommen T.V.: Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part II - Maintaining Insulation Integrity and Life. *IEEE Electrical Insulation Magazine* Vol. 22, No. 2, 2006, pp. 5-14
- [91] Provencher H., Noirhomme B., David E.: Influence of Temperature and Moisture on the Dielectric Response of Oil-Paper Insulation System. *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2008, pp.125-128
- [92] Qi Ch., Yang L., Li W., Hao J., Ma Z., Bai J.: Extraction Method for Frequency Domain Characteristic Parameters of Oil Impregnated Insulation Paper. *International Conference on High Voltage Engineering and Application*, China, 2012
- [93] Reumann A., Boehm K., Kuechler A., Langens A., Titze J.: Ageing of OIP bushings insulation at very high temperatures. *Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering*, SAIEE, Johannesburg, 2009, paper D-19
- [94] Saha T.K., Yao Z.T., Le T.T., Darveniza M., Hill D.J.T.: Investigation of Interfacial Polarisation Spectra Parameters for Accelerated Aged Oil-Paper Insulation and Its Correlation with Molecular Weights and Furan Compounds. *CIGRE Session*, Paris, 2000, paper 15-201
- [95] Saha T.K., Purkait P., Yao Z.T.: Condition Monitoring of Transformer Insulation by Polarization and Depolarization Current Measurements. *Australian Universities Power Engineering Conference*, Victoria University, Melbourne, Australia, 2002
- [96] Saha T.K.: Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* Vol. 10, 2003, pp.903-917
- [97] Smith D.J., McMeekin S.G., Stewart B.G., Wallace P.A.: A dielectric frequency response model to evaluate the moisture content within an oil impregnated paper condenser bushing. *IET Sci. Meas. Technol.* Vol. 7, 2013, pp.223-231
- [98] Soares S., Ricardo N., Heatley F., Rodrigues E.: Low temperature thermal degradation of cellulosic insulating paper in air and transformer oil. *Polym. Int.* Vol. 50, 2001, pp.303-308
- [99] Sokolov V.V., Vanin B.V.: Evaluation and identification of typical defects and failure models in 110-750 kV bushings. *Proceedings of the Sixty -Fourth Annual International Conference of Doble Clients*, 1997, sec. 3-3
- [100] Stancu C., Notingher P.V., Badicu L.V.: Dielectric Response Function for Nonhomogenous Insulations. *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2011, pp.97-100

- [101] Sumereder C., Muhr M.: Moisture Determination and Degradation of Solid Insulation System of Power Transformers. IEEE ISEI Conference, 2010
- [102] Supramaniam G.K., Hussien Z.F., Azami M.T.: Application Of Frequency Domain Spectroscopy (FDS) in Assessing Dryness and Ageing State of Transformer Insulation Systems. 2nd IEEE Int. Conf. of Power and Energy, Johor Baharu, Malaysia, 2008, pp.55-61
- [103] Szewczyk R., Wicks R.: Badania charakterystyk starzeniowych olejowych układów izolacyjnych – metody i doświadczenia praktyczne. VIII Konferencja Naukowo-Techniczna Transformatory Energetyczne i Specjalne, Kazimierz Dolny, 2010, str.125-138
- [104] Tenbohlen P.S., Stirl T., Rösner M.: Benefit of sensors for on-line monitoring systems for power transformers. REE. Revue de l'électricité et de l'électronique No. 10, 2003, pp.60-65
- [105] Ursianu E., Ursianu R., Ursianu V., Pop C.: An Interactive Nonlinear Regression for Polarization/Depolarization Current U.P.B. Sci. Bull., Series, Vol. 68, No. 2, 2006, pp.35-42
- [106] Venkatesh R., Kannan S.R.: Detection of faults and ageing phenomena in transformer bushings frequency response technique 12th Internat. Symposium on High Voltage Engineering-ISH 2001, Bangalore, India, 2001, pp.825-828
- [107] Venkatesh R., Kannan S.R.: Diagnostic testing and condition monitoring of transformer bushings. Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2002, pp.882-886
- [108] Werelius P.: Development and Application of High Voltage Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables. PhD Project. Royal Institute of Technology (KTH) Stockholm, Sweden, 2001
- [109] Werelius P., Ohlen M., Cheng J., Robalino D.M.: Dielectric Frequency Response Measurements and Dissipation Factor Temperature Dependence. IEEE ISEI Conference, 2012, pp.296-300
- [110] Wolny S.: The application of the cole-cole model in diagnostics of the paper-oil insulation condition using the RVM method. 37th mezinárodní conference Defektoskopie, Praha 7-9.11.2007, pp.279-286
- [111] Yew J.H., Saha T.K., Thomas J.: Impact of Temperature on the Frequency Domain Spectroscopy for Diagnosis of Power Transformer Insulation. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp.1-7
- [112] Youssef H.K., Hackam R.: Computerized Thermal Analysis of High Voltage Bushings. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 4; Oct. 1987, pp.1145-1151
- [113] Youssef H.K., Abdel Azis M.M., Hackam R.: Steady State Temperature Distribution of High Voltage Bushings – Analysis and Measurements. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 3, No. 1; Feb. 1988, pp.278-285
- [114] Zaengl W.S.: Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment (Transformer, Cables etc.). 12th International Symposium on High Voltage Engineering ISH 2001, Bangalore, India, 2001

- [115] Zaengl W.S.: Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part 1: Theoretical Considerations. IEEE DEIS, Vol. 19, No. 5, 2003, pp.5-19
- [116] Zaengl W.S.: Application of Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment. IEEE DEIS Vol. 19, No. 6, 2003, pp.9-22
- [117] Zeng D.: An Improved Method For Estimating Temperature Rise of Bushing Loaded above Nameplate Ratings. IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 14, No. 3, July 1999, pp.986-995
- [118] Zeng D.: An Improved Method Of Measuring C_1 Power Factor Of Resistance-Graded Bushings. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1999
- [119] Zink M. H., Klipfel V., Bergen F., Kúchler A.: Ageing-condition Assessment of Generator Transformer Bushings by means of Dielectric Simulation Models. IEEE Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnostics, Bali, Indonesia, 2012, pp 137-140
- [120] Zhang G.J., Wei J.L., Xu H., Wang S.Q., Lei M., Dong M.: Dielectric Response Characteristics and Insulation Condition Evaluation of Power Transformer Oil-Paper Insulation. CIGRE SC A2 & D1 Colloquium in Kyoto, Japan, 2011, pp.1-8

B. Książki

- [121] Ahmed Z.: Analysis of Partial Discharge in OIP Bushing Models. Degree project in Electrical Engineering, Electromagnetic Engineering. Stockholm, Sweden 2011
- [122] Chełkowski A.: Fizyka dielektryków, wyd. 3, PWN, 1993
- [123] Flisowski Z.: Technika wysokich napięć. Podręczniki Akademickie Elektrotechnika. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, wyd. 5; 2005
- [124] Föll H.: Electronic Materials, University of Kiel, Faculty of Engineering, http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/elmat_en/index.html
- [125] Gacek Z.: Kształtowanie wysokonapięciowych układów izolacyjnych stosowanych w elektroenergetyce. Wyd. Politechniki Śląskiej. Gliwice, 2002
- [126] Gacek Z.: Wysokonapięciowa technika izolacyjna. Wyd. Politechniki Śląskiej. Gliwice, 2006
- [127] Gielniak J.: Zawilgocenie izolacji papierowo-olejowej transformatorów wysokiego napięcia. Wyd. Politechniki Poznańskiej, Rozprawy, nr 477, Poznań, 2012
- [128] Kittel C.: Wstęp do fizyki ciała stałego, wyd. 3. PWN 1974
- [129] Lisowski M.: Pomiary rezystywności i przenikalności elektrycznej dielektryków stałych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2004
- [130] Mosiński F.: Zastosowanie metod statystycznych dla inżynierów elektryków. Monografie Politechniki Łódzkiej. Łódź, 2000
- [131] Nitsch K.: Zastosowanie spektrometrii impedancyjnej w badaniach materiałów elektronicznych. Wyd. Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 1999
- [132] Sobczyk L., Kisza A., Gatner K., Koll A.: Eksperymentalna chemia fizyczna. PWN, 1982
- [133] Subocz J.: Wybrane zagadnienia przewodnictwa i relaksacji dielektrycznej w aspekcie diagnostyki izolacji kompozytowej. P. N. Politechniki Szczecińskiej. Instytut Elektrotechniki. Szczecin, 2003
- [134] Szuta J.: Zjawiska dielektryczne w izolacji olejowo-papierowej i ich wykorzystanie do oceny stanu izolacji transformatorów. Rozprawa doktorska, Katedra Miernictwa Elektrycznego Pol. Śl., ZPBE Energopomiar, Gliwice, 1969
- [135] Praca zbiorowa pod redakcją H. Madury: Pomiary termowizyjne w praktyce. Agenda wydawnicza PAKu, Warszawa, 2004
- [136] Zink M.: Zustandsbewertung betriebsgealterter Hochspannungstransformatordurchführungen mit Öl-Paper-Dielektrikum mittels dielektrischer Diagnose. Universitätsverlag Ilmenau, 2013

C. Normy, broszury CIGRE, instrukcje, prezentacje

- [137] ASTM D 971-12 Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method
- [138] Bushing diagnostics and conditioning. Product information. ABB 2000
- [139] CEI IEC 61464 Technical Report. Insulated bushing - Guide for the interpretation of dissolved gas analysis (DGA) in bushings where oil is the impregnating medium of the main insulation (generally paper), 1998
- [140] PN-E-02051:2002 Izolatory elektroenergetyczne - Terminologia, klasyfikacja i oznaczenia
- [141] PN-EN 60137:2010 Izolatory przepustowe na napięcia przemiennie powyżej 1000 V
- [142] PN-EN 60156:2008 Ciecze elektroizolacyjne - Określanie napięcia przebicia przy częstotliwości sieciowej - Metoda badania
- [143] PN-EN 60296:2012 Ciecze stosowane w elektrotechnice - Świeże mineralne oleje elektroizolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej
- [144] PN-EN 60247:2008 Ciecze izolacyjne - Pomiar przenikalności elektrycznej względnej, współczynnika strat dielektrycznych (tg delta) oraz rezystywności
- [145] PN-EN 60270:2003 Wysokonapięciowa technika pobiercza - Pomiar wyładowań niezupełnych
- [146] PN-EN 60422: 2011 Mineralne oleje izolacyjne w urządzeniach elektrycznych. Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji
- [147] PN-EN 60505:2011 Ocena i kwalifikacja układów elektroizolacyjnych
- [148] PN-EN 60567:2012 Urządzenia elektryczne olejowe - Pobieranie próbek gazów oraz analiza gazów wolnych i rozpuszczonych - Wytyczne
- [149] PN-EN 60599:2010 Urządzenia elektryczne impregnowane olejem mineralnym w eksploatacji - Wytyczne interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych
- [150] PN-EN 60814: 2002 Ciecze izolacyjne - Papier i preszpan nasycane olejem - Oznaczanie wody za pomocą automatycznego miareczkowania kulometrycznego Karla Fischera
- [151] PN-EN 60970:2008 Ciecze elektroizolacyjne - Metody określania ilości i wymiarów cząstek stałych
- [152] PN-EN 61198: 2002 Mineralne oleje izolacyjne - Metody oznaczania 2-furfuralu i związków pokrewnych
- [153] PN-EN 62021-2:2008 Ciecze elektroizolacyjne - Oznaczanie kwasowości - Część 2: Miareczkowanie kolorymetryczne
- [154] CIGRE Technical Brochure No 254: Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers. TF D1.01.09, 2002
- [155] CIGRE Technical Brochure No 323: Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers. TF D1.01.10, 2007

- [156] CIGRE Technical Brochure No 349: Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation system. WG A2.30, 2002
- [157] CIGRE Technical Brochure No 414: Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings. WG D1.01, 2010
- [158] CIGRE WG A2.37 Transformer Reliability Survey: Interim Report. Electra No. 261, April 2012, pp. 46-49
- [159] CIGRE WG A2.43 Transformer Bushings Reliability. Broszura techniczna w przygotowaniu, 2015
- [160] Diagnostic Recommendation for Bushings Type COS/COT, No. 4-787829, Trench 1999
- [161] Doble Seminar on Electric Apparatus Condition Assessment Using Laboratory Diagnostics, Orlando 2009
- [162] HP 4339B High Resistance Meter User's Guide. Hewlett Packard 1999
- [163] IDAX User's Manual. Megger AB. 2008
- [164] IDAX and MODS User's Manual. Megger Sweden AB 2012
- [165] M4000 Insulation Analyzer User Guide. Doble 2000
- [166] Meeker D.: Finite Element Method Magnetics, Version 4.2 User's Manual, 2013
- [167] MIDAS 2880 Operating Instructions. Heafely Test AG, Version 1.0.9, 2011
- [168] MODS manual, PAX Diagnostics AB. 2001-2006
- [169] OIP Transformer Outdoor Bushings Type COT(C)125...COT(C)1800 24 kV to 550 kV. Trench
- [170] PDC-Evaluation, Polarisation and Depolarisation Current Evaluation Program, Version 3.0 User's Guide, ALFF Engineering 2000
- [171] Ramowa Instrukcja Eksploatacji Transformatorów (IET) ZPBE Energopomiar-Elektryka Gliwice 2012
- [172] Raetzke S., Koch M., Anglhuber M.: Monitoring the Drying Process of Power Transformers Using Dielectric Response Analysis. OMICRON electronics, 2012
- [173] Transformer Bushing Type OTF. Mounting, Operating and Maintenance Instructions. HSP 2009
- [174] Transformer oil handbook – performing better by knowing more. Nynas handbook. Nynas AB Sweden 2012
- [175] Werelius P., Ohlen M.: Dielectric Frequency Response and Temperature Dependence of Dissipation Factor. TechCon Asia-Pacific 2009
- [176] Wessa P.: Free Statistics Software, Office for Research Development and Education, version 1.1.23-r7, 2015, <http://www.wessa.net/>

Spis załączników

Załącznik 1 - Wyniki badań metodą FDS kondensatora ze zwartą warstwą papieru

Załącznik 2 - Parametry rozkładu Weibulla wyników analizy DGA oleju z izolatorów

Załącznik 1 - Wyniki badań metodą FDS kondensatora ze zwartą warstwą papieru

Przyjęty sposób oznaczania rysunków:

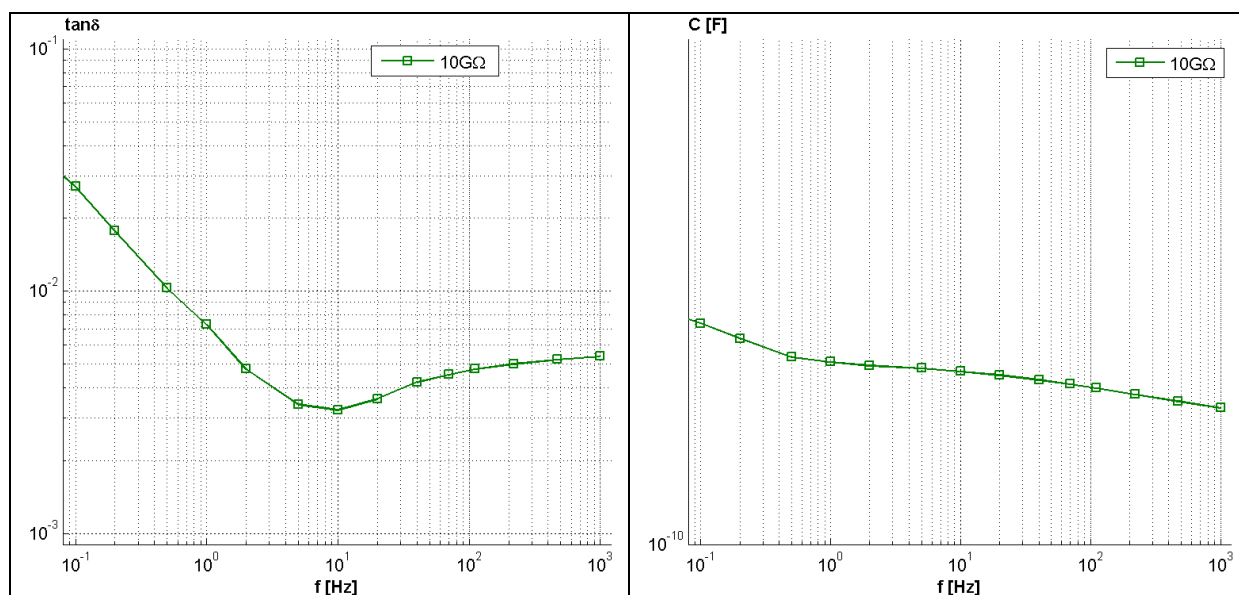
Rys. x.1 - charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ dla pierwszej rezystancji warstwy z tabeli x.

Rys. x.2 - charakterystyki $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ dla drugiej rezystancji warstwy z tabeli x.

R - rezystancja zastępcza warstwy papieru

Tabela 1. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 10\text{G}\Omega$ i $R = 5\text{G}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 10\text{G}\Omega$		$R = 5\text{G}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,005395	1,05E-10	0,005407	1,05E-10
470	0,005231	1,05E-10	0,005249	1,05E-10
220	0,005017	1,06E-10	0,005045	1,06E-10
110	0,004775	1,06E-10	0,004813	1,06E-10
70	0,004534	1,06E-10	0,004587	1,06E-10
40	0,004221	1,06E-10	0,004306	1,06E-10
20	0,003603	1,06E-10	0,003708	1,06E-10
10	0,003235	1,06E-10	0,00329	1,06E-10
5	0,003417	1,07E-10	0,003387	1,07E-10
2	0,004778	1,07E-10	0,004585	1,07E-10
1	0,007289	1,07E-10	0,00673	1,07E-10
0.5	0,010325	1,07E-10	0,008909	1,07E-10
0.2	0,017734	1,08E-10	0,01285	1,08E-10
0.1	0,027135	1,08E-10	0,015772	1,08E-10
0.05	0,037786	1,09E-10	0,019008	1,09E-10
0.02	0,066406	1,11E-10	0,035155	1,09E-10
0.01	0,094283	1,13E-10	0,064116	1,09E-10



Rys.1.1. Charakterystyka współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $10\text{G}\Omega$

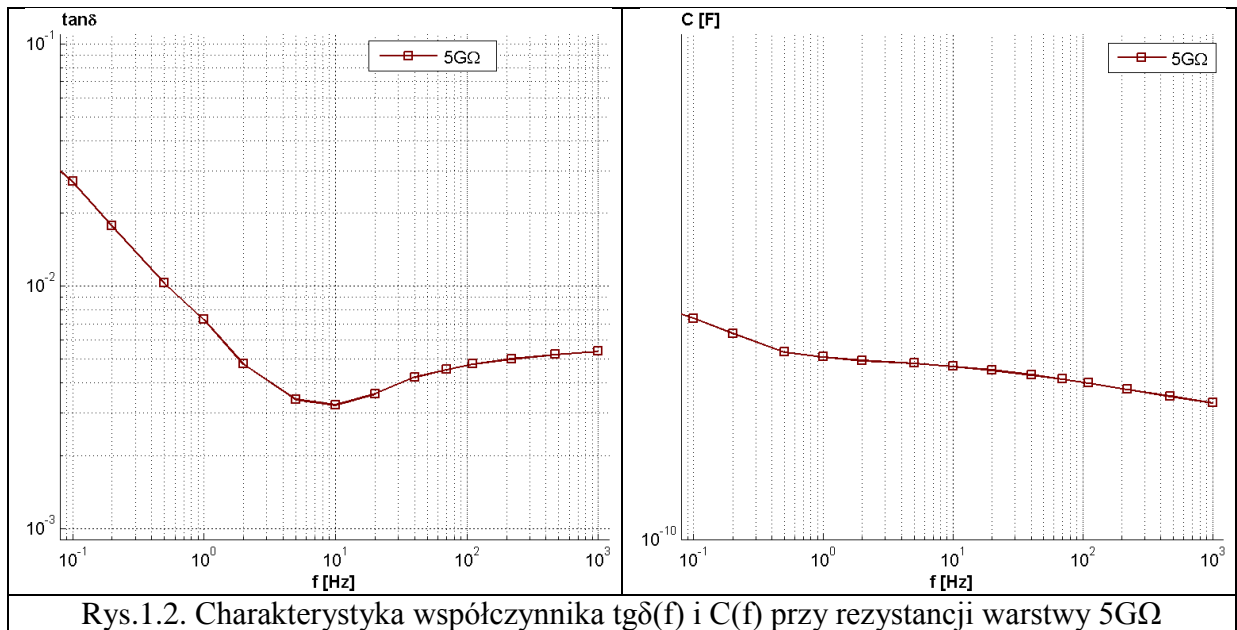


Tabela 2. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 2,5\text{G}\Omega$ i $R = 250\text{M}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 2,5\text{G}\Omega$		$R = 250\text{M}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
1000	0,005379	1,05E-10	0,00566	1,05E-10
470	0,005192	1,05E-10	0,005652	1,05E-10
220	0,00495	1,06E-10	0,00558	1,06E-10
110	0,004682	1,06E-10	0,005495	1,06E-10
70	0,004435	1,06E-10	0,00541	1,06E-10
40	0,004143	1,06E-10	0,005271	1,06E-10
20	0,003609	1,06E-10	0,004714	1,07E-10
10	0,00335	1,06E-10	0,004438	1,07E-10
5	0,003617	1,07E-10	0,005367	1,07E-10
2	0,005076	1,07E-10	0,009063	1,07E-10
1	0,007758	1,07E-10	0,014528	1,07E-10
0.5	0,011204	1,07E-10	0,021312	1,08E-10
0.2	0,019546	1,08E-10	0,028948	1,10E-10
0.1	0,030244	1,08E-10	0,032162	1,11E-10
0.05	0,042512	1,09E-10	0,035246	1,12E-10
0.02	0,069828	1,12E-10	0,053144	1,14E-10
0.01	0,0973	1,14E-10	0,077449	1,15E-10

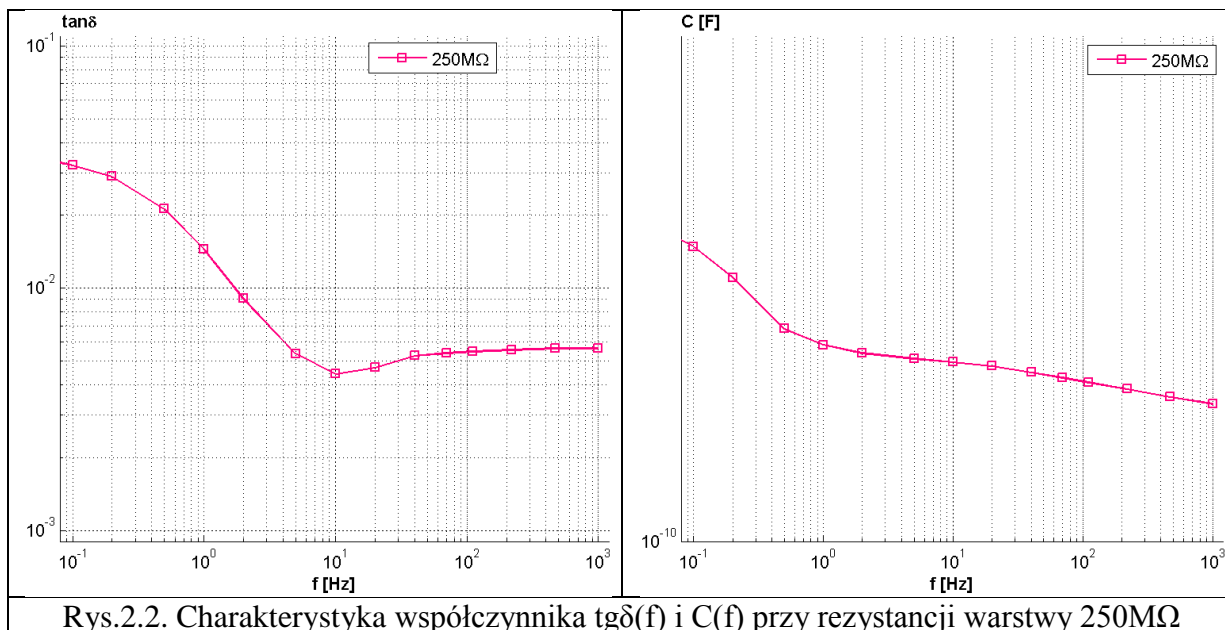
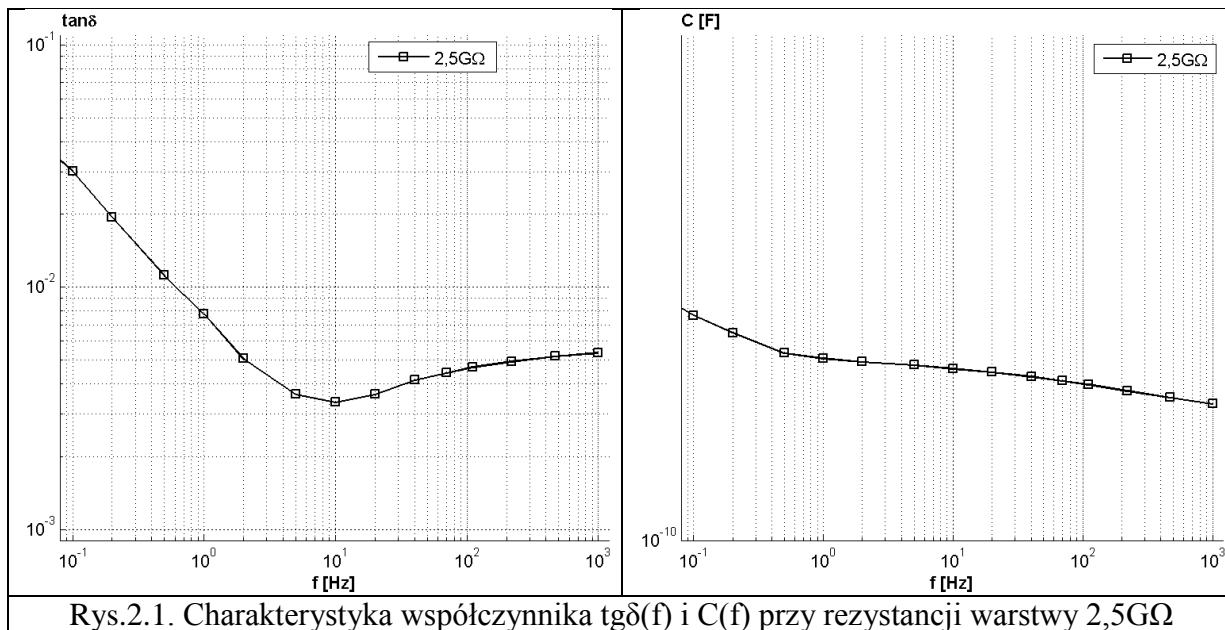
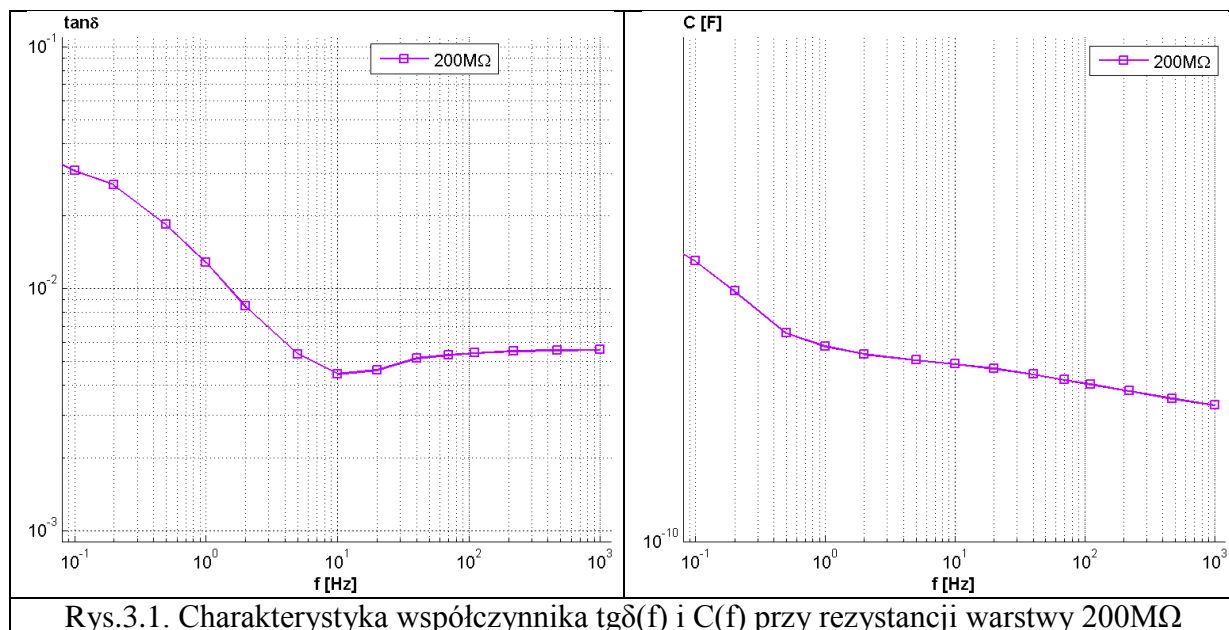


Tabela 3. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 200\text{M}\Omega$ i $R = 100\text{M}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 200\text{M}\Omega$		$R = 100\text{M}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,005596	1,05E-10	0,005418	1,05E-10
470	0,005577	1,05E-10	0,005255	1,05E-10
220	0,005525	1,06E-10	0,005072	1,06E-10
110	0,005437	1,06E-10	0,004952	1,06E-10
70	0,005322	1,06E-10	0,004851	1,06E-10
40	0,005168	1,06E-10	0,004741	1,06E-10
20	0,004622	1,06E-10	0,004576	1,06E-10
10	0,004454	1,07E-10	0,005372	1,06E-10
5	0,005375	1,07E-10	0,00802	1,07E-10
2	0,008466	1,07E-10	0,014632	1,07E-10
1	0,012879	1,07E-10	0,021308	1,08E-10
0.5	0,018412	1,08E-10	0,024285	1,09E-10
0.2	0,026944	1,09E-10	0,023923	1,11E-10
0.1	0,030752	1,11E-10	0,02518	1,12E-10
0.05	0,037747	1,12E-10	0,030568	1,12E-10
0.02	0,054198	1,14E-10	0,047136	1,14E-10
0.01	0,079797	1,15E-10	0,072845	1,15E-10



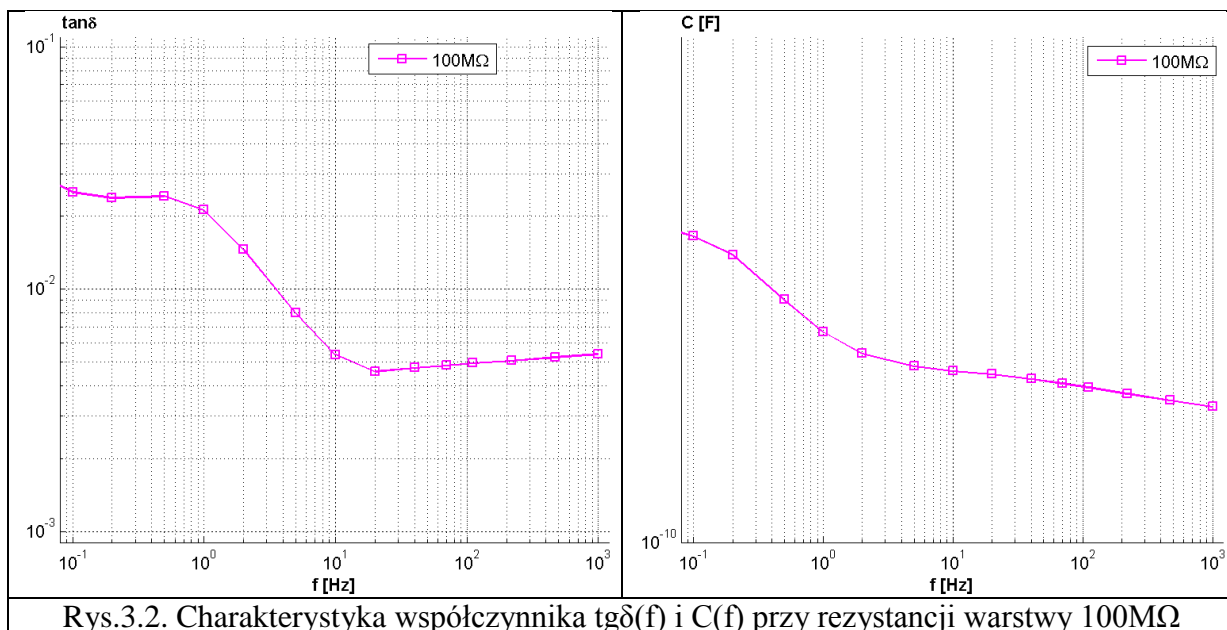
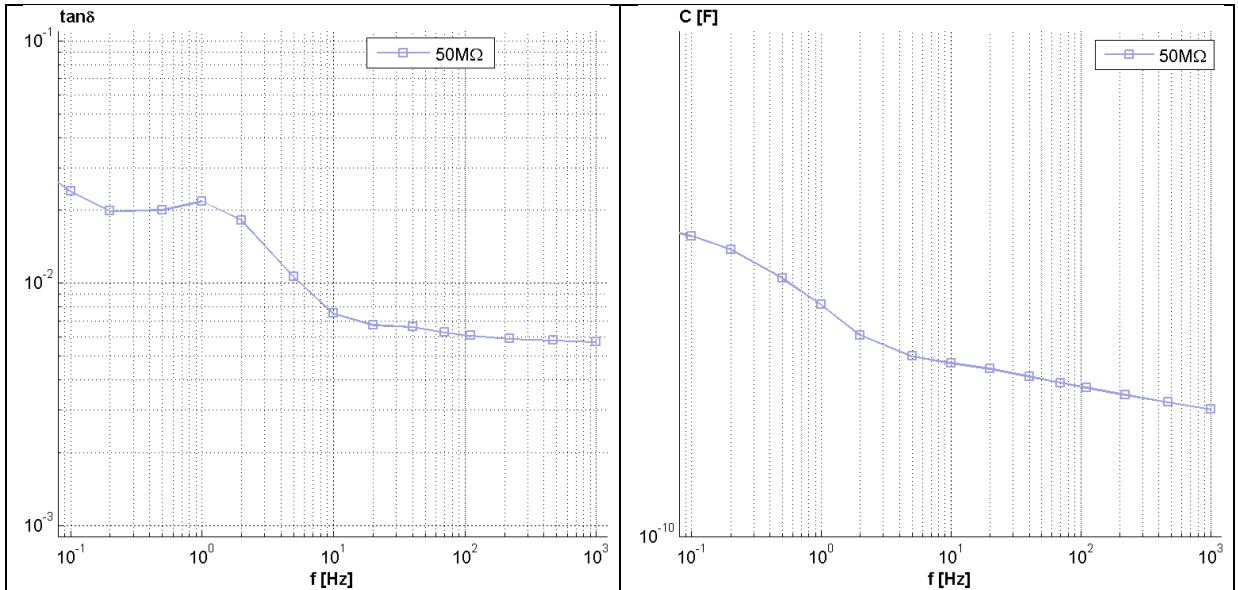
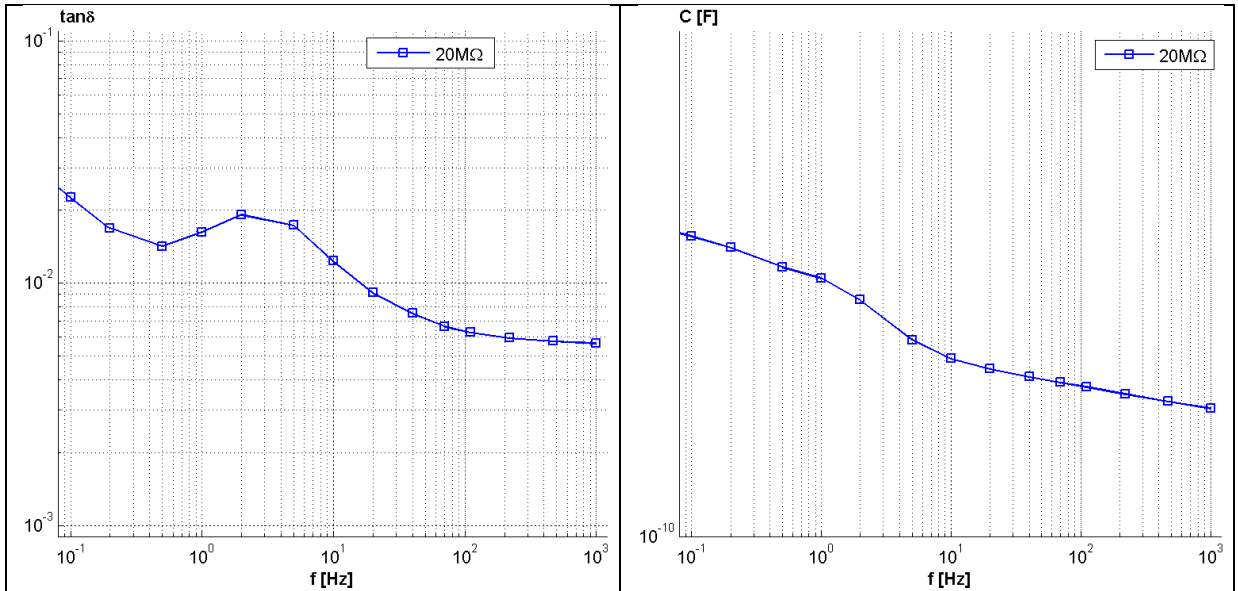


Tabela 4. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 50\text{M}\Omega$ i $R = 20\text{M}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 50\text{M}\Omega$		$R = 20\text{M}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,005727	1,05E-10	0,005668	1,05E-10
470	0,005803	1,05E-10	0,005771	1,05E-10
220	0,005905	1,05E-10	0,005941	1,05E-10
110	0,006092	1,06E-10	0,006262	1,06E-10
70	0,006277	1,06E-10	0,006644	1,06E-10
40	0,006611	1,06E-10	0,007516	1,06E-10
20	0,006728	1,06E-10	0,009146	1,06E-10
10	0,007519	1,06E-10	0,012388	1,07E-10
5	0,010649	1,07E-10	0,017362	1,07E-10
2	0,018206	1,08E-10	0,019197	1,09E-10
1	0,02181	1,09E-10	0,016297	1,10E-10
0.5	0,020073	1,10E-10	0,014227	1,10E-10
0.2	0,019859	1,11E-10	0,016877	1,11E-10
0.1	0,023974	1,11E-10	0,022576	1,11E-10
0.05	0,031468	1,12E-10	0,031185	1,12E-10
0.02	0,055154	1,14E-10	0,055054	1,14E-10
0.01	0,08555	1,15E-10	0,087056	1,15E-10



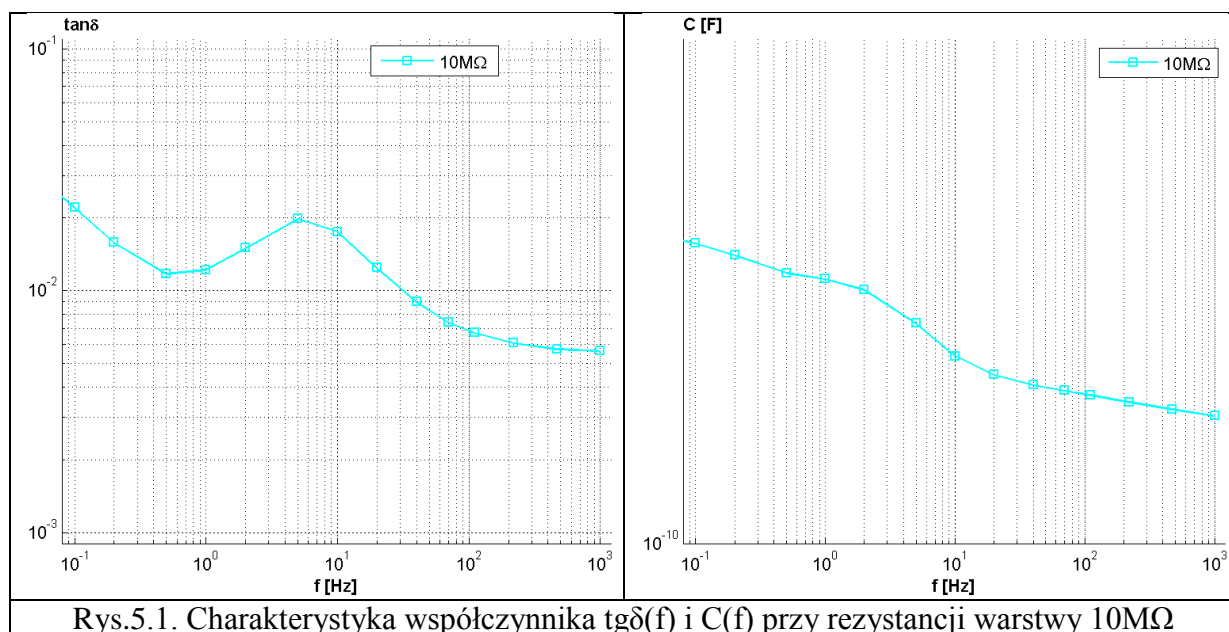
Rys.4.1. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $50M\Omega$



Rys.4.2. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $20M\Omega$

Tabela 5. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 10\text{M}\Omega$ i $R = 5\text{M}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 10\text{M}\Omega$		$R = 5\text{M}\Omega$	
	Częstotliwość [Hz]	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$
1000	0,005634	1,05E-10	0,005421	1,05E-10
470	0,005756	1,05E-10	0,005554	1,05E-10
220	0,006078	1,05E-10	0,006047	1,05E-10
110	0,006705	1,06E-10	0,007267	1,06E-10
70	0,007409	1,06E-10	0,008734	1,06E-10
40	0,009009	1,06E-10	0,011693	1,06E-10
20	0,012449	1,06E-10	0,01638	1,07E-10
10	0,017553	1,07E-10	0,018523	1,08E-10
5	0,019905	1,08E-10	0,015819	1,09E-10
2	0,01502	1,10E-10	0,012148	1,10E-10
1	0,012239	1,10E-10	0,01188	1,10E-10
0.5	0,011769	1,10E-10	0,012849	1,10E-10
0.2	0,015887	1,11E-10	0,018993	1,11E-10
0.1	0,022098	1,11E-10	0,028955	1,12E-10
0.05	0,030614	1,12E-10	0,039969	1,12E-10
0.02	0,054753	1,14E-10	0,076018	1,15E-10
0.01	0,084653	1,15E-10	0,11662	1,17E-10



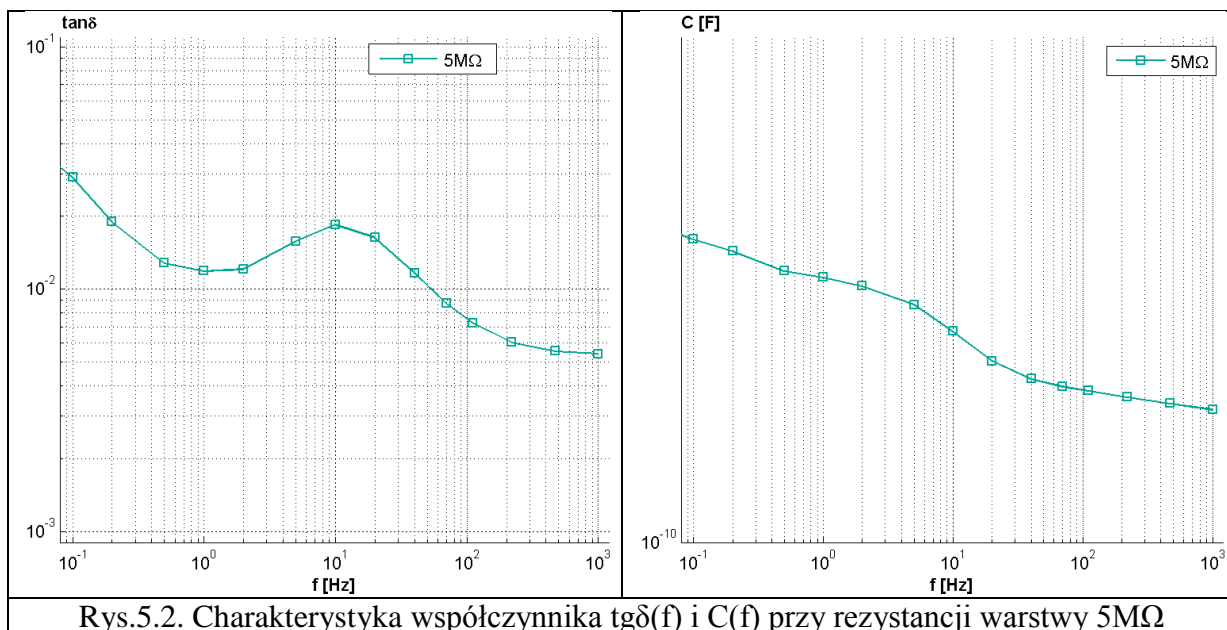
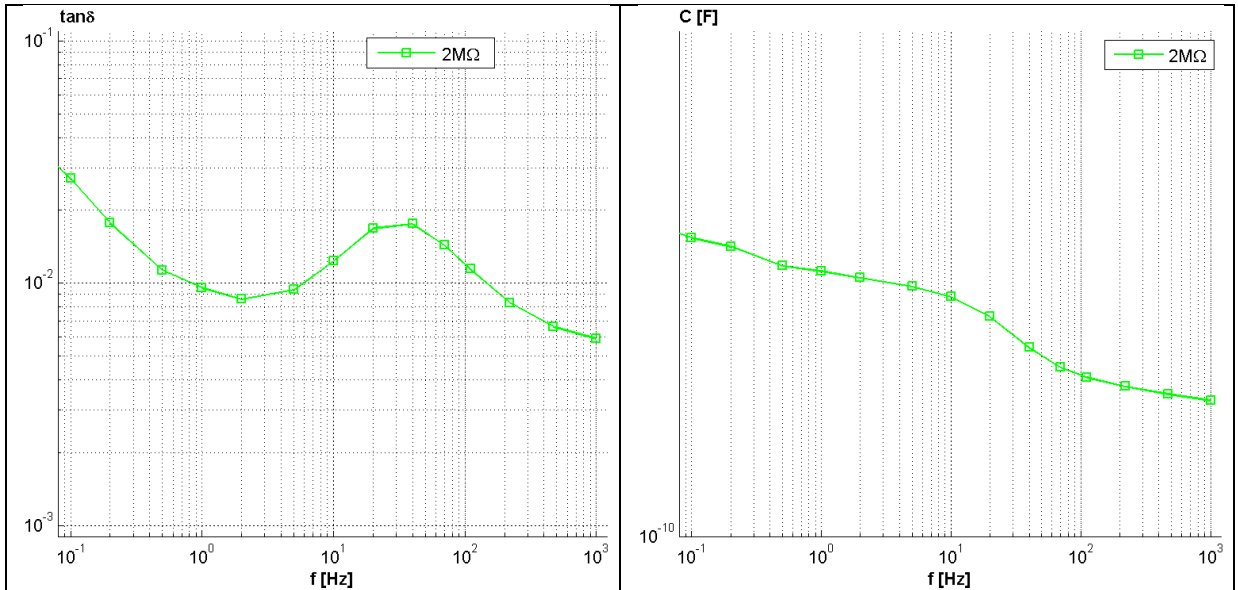
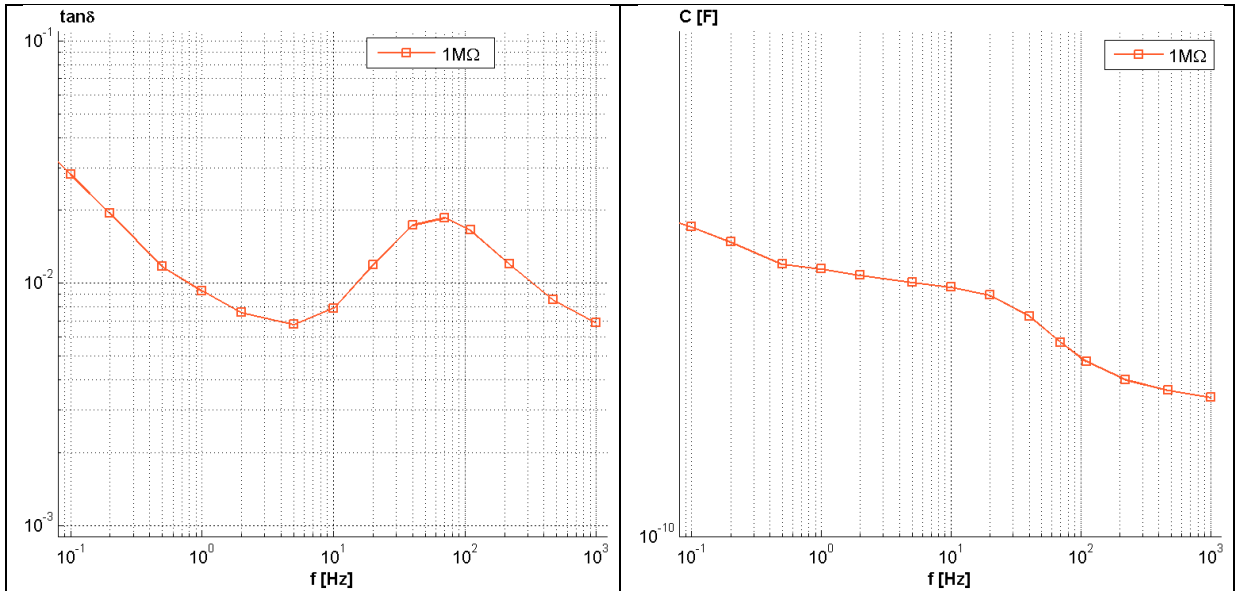


Tabela 6. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 2\text{M}\Omega$ i $R = 1\text{M}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 2\text{M}\Omega$		$R = 1\text{M}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
1000	0,005923	1,05E-10	0,006867	1,05E-10
470	0,006634	1,05E-10	0,008553	1,05E-10
220	0,008324	1,06E-10	0,011995	1,06E-10
110	0,011472	1,06E-10	0,016615	1,07E-10
70	0,014384	1,06E-10	0,018623	1,07E-10
40	0,017654	1,07E-10	0,017428	1,08E-10
20	0,016902	1,08E-10	0,011957	1,09E-10
10	0,012378	1,09E-10	0,007901	1,09E-10
5	0,009404	1,09E-10	0,006766	1,10E-10
2	0,008608	1,10E-10	0,007564	1,10E-10
1	0,009603	1,10E-10	0,009308	1,10E-10
0.5	0,01134	1,10E-10	0,011711	1,10E-10
0.2	0,017814	1,11E-10	0,019439	1,11E-10
0.1	0,027163	1,11E-10	0,028216	1,12E-10
0.05	0,038827	1,12E-10	0,041181	1,12E-10
0.02	0,072192	1,14E-10	0,073084	1,15E-10
0.01	0,11828	1,16E-10	0,11622	1,16E-10



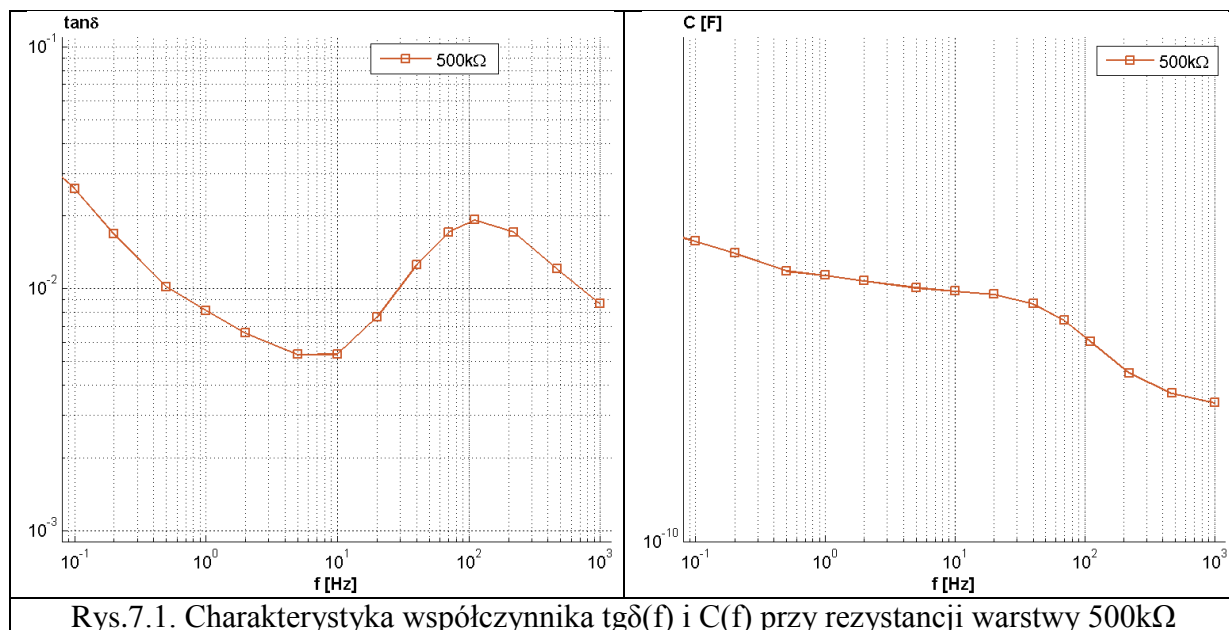
Rys.6.1. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $2M\Omega$



Rys.6.2. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $1M\Omega$

Tabela 7. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 500\text{k}\Omega$ i $R = 200\text{k}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 500\text{k}\Omega$		$R = 200\text{k}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,008683	1,05E-10	0,013767	1,05E-10
470	0,012073	1,06E-10	0,018995	1,06E-10
220	0,017192	1,06E-10	0,019276	1,08E-10
110	0,019316	1,08E-10	0,014136	1,09E-10
70	0,017159	1,08E-10	0,010675	1,09E-10
40	0,012583	1,09E-10	0,007509	1,09E-10
20	0,007661	1,09E-10	0,00498	1,10E-10
10	0,005378	1,09E-10	0,00424	1,10E-10
5	0,005344	1,10E-10	0,005153	1,10E-10
2	0,00655	1,10E-10	0,007222	1,10E-10
1	0,008147	1,10E-10	0,009818	1,10E-10
0.5	0,010208	1,10E-10	0,013313	1,11E-10
0.2	0,016838	1,11E-10	0,021681	1,12E-10
0.1	0,026014	1,11E-10	0,031558	1,12E-10
0.05	0,036966	1,12E-10	0,042232	1,13E-10
0.02	0,068092	1,14E-10	0,072247	1,16E-10
0.01	0,10097	1,16E-10	0,10462	1,18E-10



Rys.7.1. Charakterystyka współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $500\text{k}\Omega$

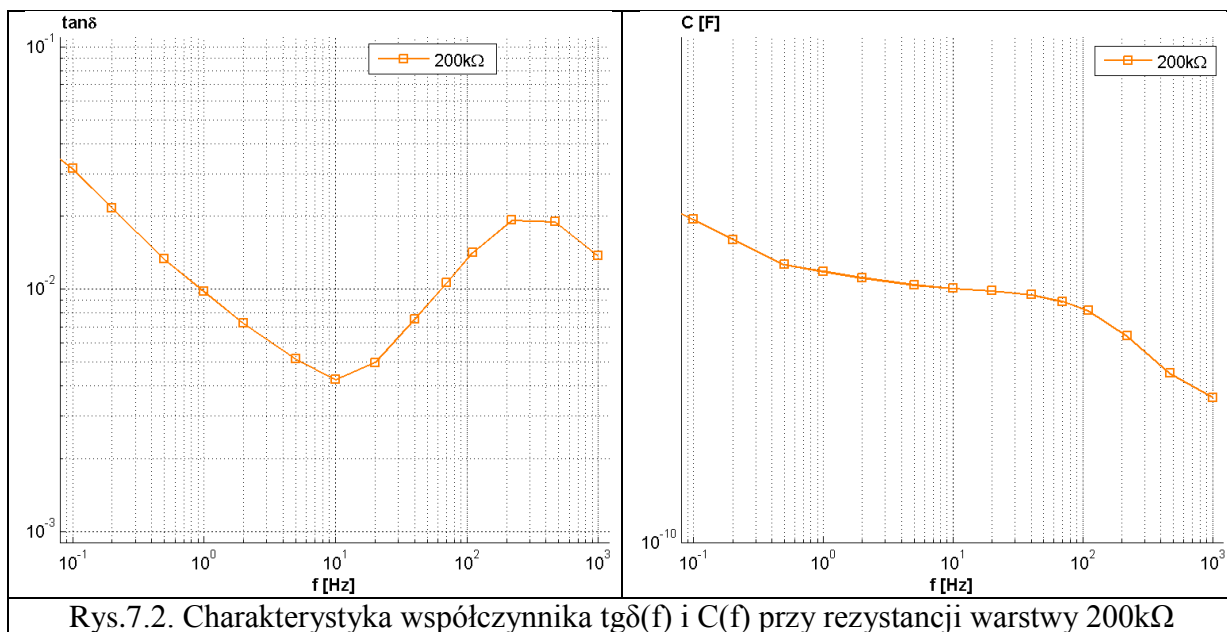
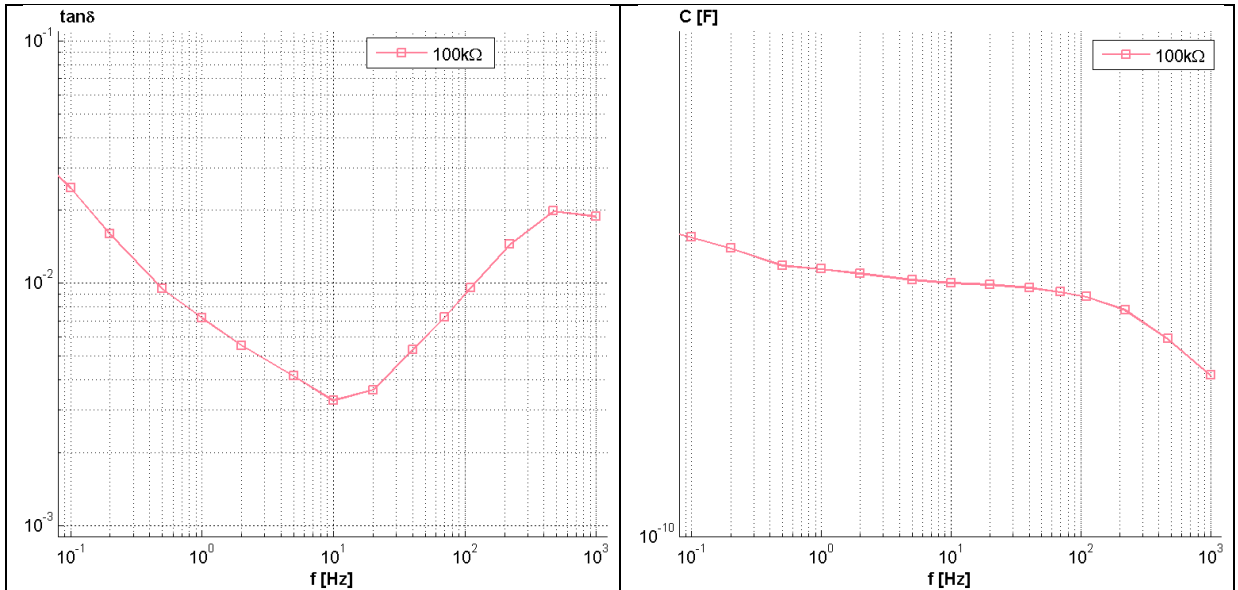
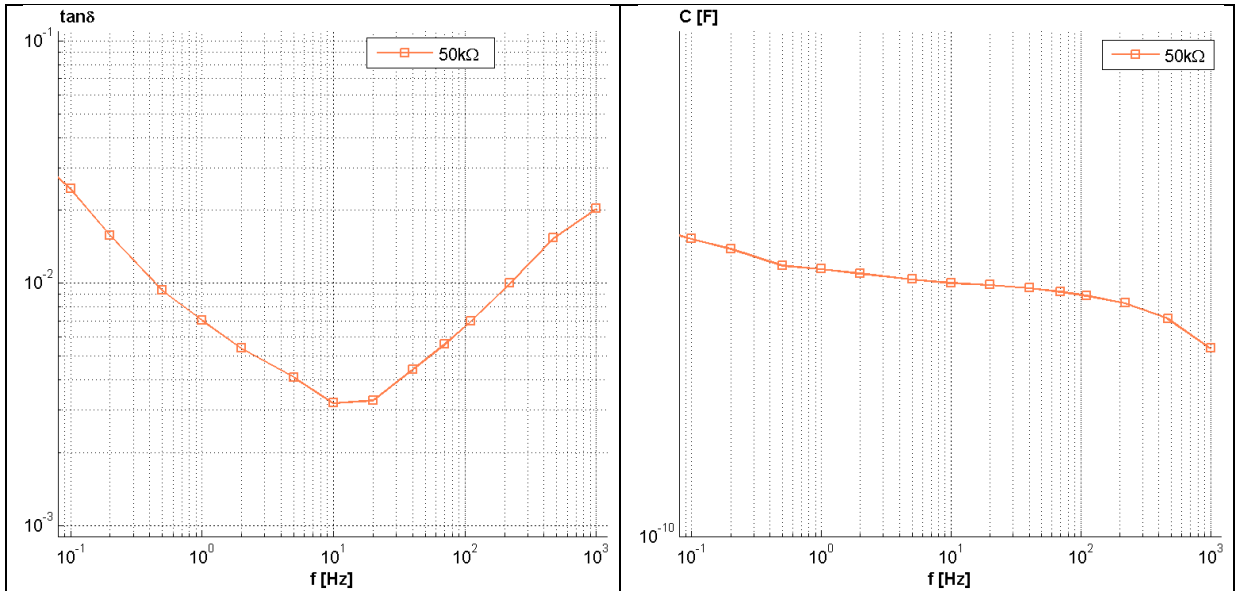


Tabela 8. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 100\text{k}\Omega$ i $R = 50\text{k}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 100\text{k}\Omega$		$R = 50\text{k}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,018915	1,06E-10	0,020358	1,07E-10
470	0,019874	1,07E-10	0,015371	1,08E-10
220	0,014456	1,09E-10	0,010025	1,09E-10
110	0,00955	1,09E-10	0,006965	1,09E-10
70	0,007273	1,09E-10	0,005616	1,09E-10
40	0,005305	1,09E-10	0,004412	1,09E-10
20	0,003634	1,10E-10	0,003287	1,10E-10
10	0,00329	1,10E-10	0,003201	1,10E-10
5	0,004141	1,10E-10	0,004093	1,10E-10
2	0,005542	1,10E-10	0,005389	1,10E-10
1	0,00721	1,10E-10	0,007049	1,10E-10
0.5	0,009481	1,10E-10	0,009363	1,10E-10
0.2	0,015988	1,11E-10	0,015769	1,11E-10
0.1	0,024828	1,11E-10	0,024522	1,11E-10
0.05	0,035695	1,12E-10	0,03519	1,12E-10
0.02	0,068532	1,14E-10	0,065387	1,14E-10
0.01	0,10639	1,15E-10	0,10364	1,16E-10



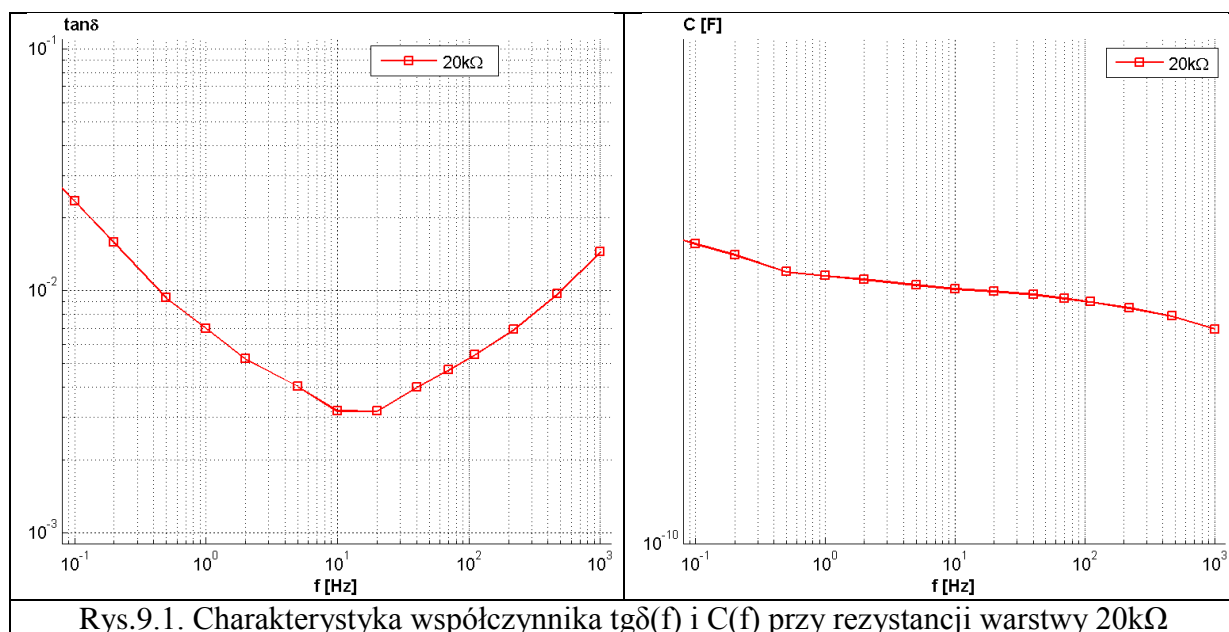
Rys.8.1. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $100k\Omega$



Rys.8.2. Charakterystyka współczynnika $\tan\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $50k\Omega$

Tabela 9. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 20\text{k}\Omega$ i $R = 10\text{k}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 20\text{k}\Omega$		$R = 10\text{k}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,014512	1,08E-10	0,01023	1,08E-10
470	0,009722	1,09E-10	0,007388	1,09E-10
220	0,006911	1,09E-10	0,005787	1,09E-10
110	0,005429	1,09E-10	0,004874	1,09E-10
70	0,004706	1,09E-10	0,004368	1,09E-10
40	0,003992	1,09E-10	0,003828	1,09E-10
20	0,003177	1,10E-10	0,003171	1,10E-10
10	0,003189	1,10E-10	0,003269	1,10E-10
5	0,004024	1,10E-10	0,004071	1,10E-10
2	0,005238	1,10E-10	0,005284	1,10E-10
1	0,007	1,10E-10	0,007224	1,10E-10
0.5	0,009364	1,10E-10	0,009931	1,10E-10
0.2	0,015857	1,11E-10	0,01667	1,11E-10
0.1	0,023602	1,11E-10	0,025413	1,12E-10
0.05	0,034976	1,12E-10	0,036319	1,12E-10
0.02	0,064709	1,14E-10	0,065556	1,14E-10
0.01	0,10155	1,15E-10	0,10204	1,16E-10



Rys.9.1. Charakterystyka współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $20\text{k}\Omega$

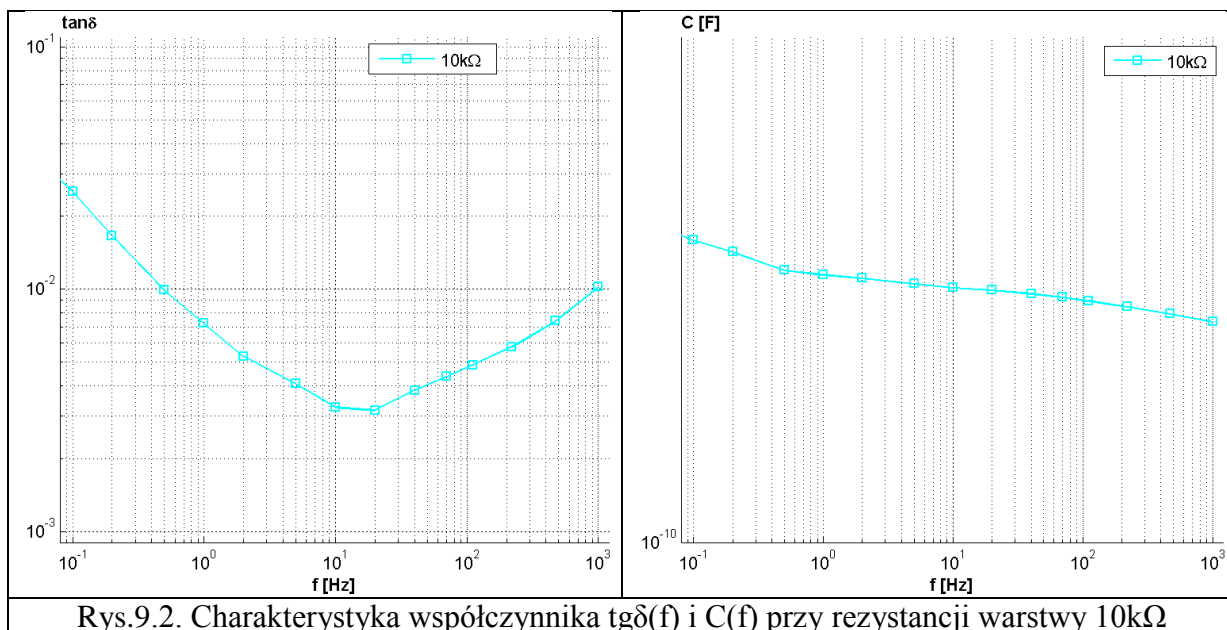


Tabela 10. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 5\text{k}\Omega$ i $R = 2\text{k}\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 5\text{k}\Omega$		$R = 2\text{k}\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,007784	1,08E-10	0,006255	1,09E-10
470	0,006203	1,09E-10	0,005484	1,09E-10
220	0,005248	1,09E-10	0,004897	1,09E-10
110	0,004637	1,09E-10	0,00439	1,09E-10
70	0,004253	1,09E-10	0,003981	1,09E-10
40	0,00383	1,09E-10	0,00347	1,10E-10
20	0,003291	1,10E-10	0,00282	1,10E-10
10	0,003476	1,10E-10	0,002901	1,10E-10
5	0,004332	1,10E-10	0,003665	1,10E-10
2	0,005753	1,10E-10	0,005119	1,10E-10
1	0,008054	1,10E-10	0,00746	1,10E-10
0.5	0,011254	1,10E-10	0,010598	1,10E-10
0.2	0,018729	1,11E-10	0,017746	1,11E-10
0.1	0,027684	1,12E-10	0,026434	1,12E-10
0.05	0,037662	1,13E-10	0,036288	1,12E-10
0.02	0,065419	1,15E-10	0,063739	1,15E-10
0.01	0,096671	1,16E-10	0,10335	1,16E-10

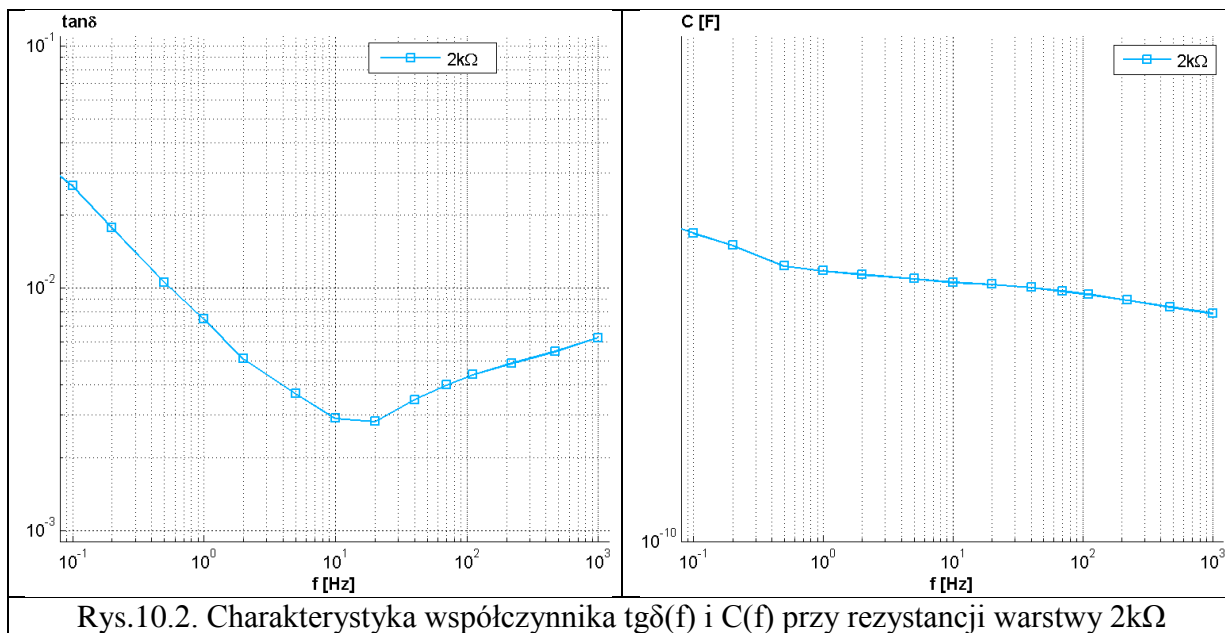
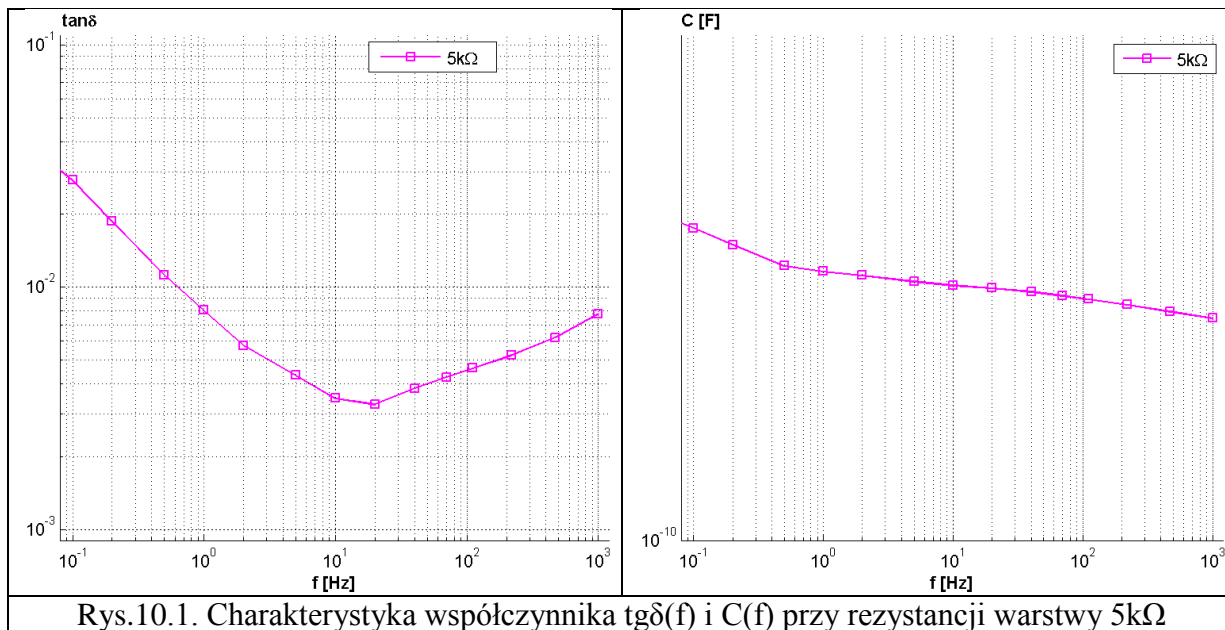
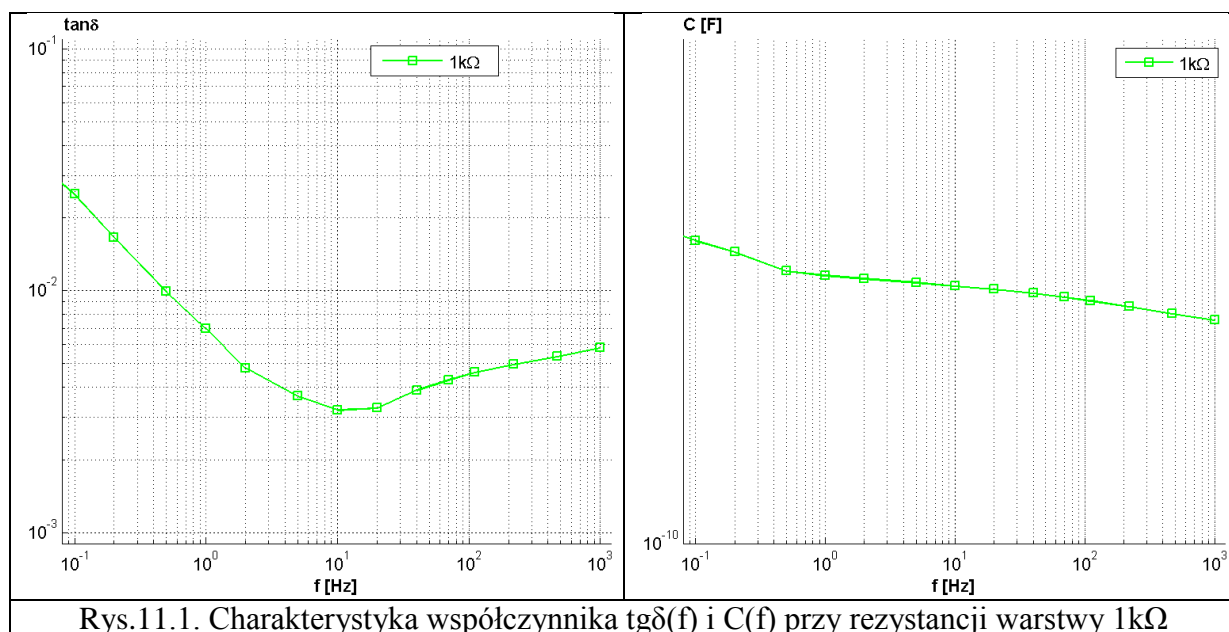


Tabela 11. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 1\text{k}\Omega$ i $R = 500\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 1\text{k}\Omega$		$R = 500\Omega$	
	Częstotliwość [Hz]	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$
1000	0,00581	1,08E-10	0,005554	1,08E-10
470	0,005347	1,09E-10	0,005225	1,09E-10
220	0,004955	1,09E-10	0,004906	1,09E-10
110	0,004597	1,09E-10	0,004603	1,09E-10
70	0,004286	1,09E-10	0,004334	1,09E-10
40	0,00388	1,09E-10	0,003995	1,09E-10
20	0,003278	1,10E-10	0,003482	1,10E-10
10	0,003215	1,10E-10	0,003463	1,10E-10
5	0,003673	1,10E-10	0,003896	1,10E-10
2	0,004791	1,10E-10	0,004946	1,10E-10
1	0,006981	1,10E-10	0,007103	1,10E-10
0.5	0,009929	1,10E-10	0,009813	1,10E-10
0.2	0,016657	1,11E-10	0,016707	1,11E-10
0.1	0,025095	1,12E-10	0,025101	1,12E-10
0.05	0,035204	1,12E-10	0,036145	1,12E-10
0.02	0,062429	1,14E-10	0,060568	1,15E-10
0.01	0,10029	1,16E-10	0,099156	1,16E-10



Rys.11.1. Charakterystyka współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy $1\text{k}\Omega$

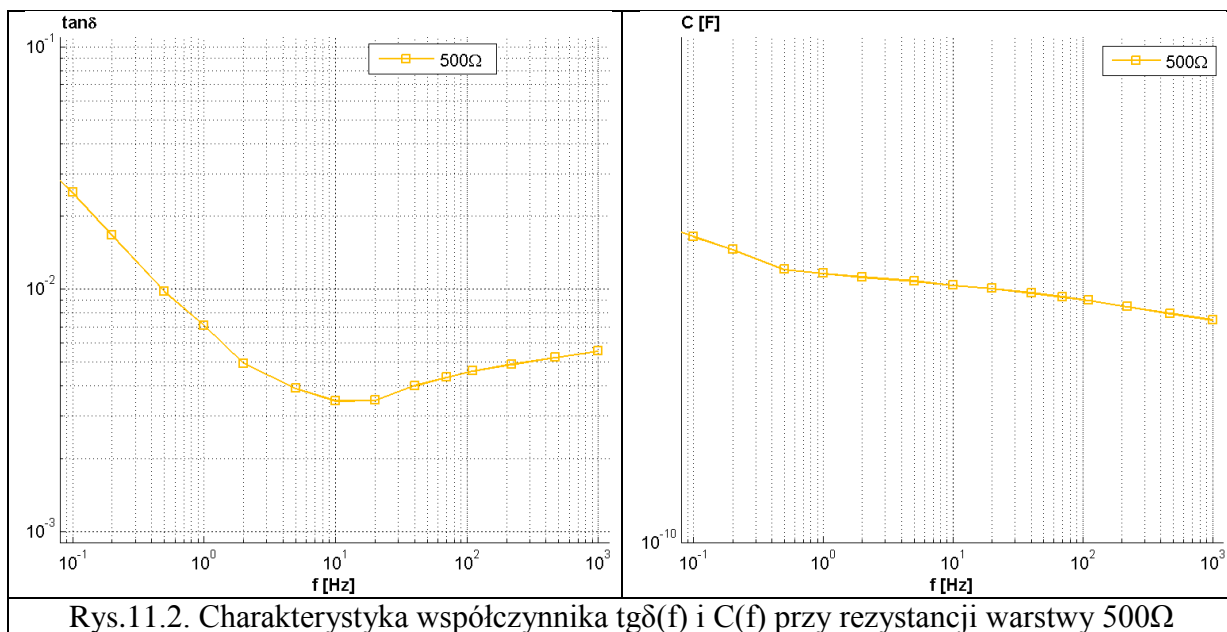


Tabela 12. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 200\Omega$ i $R = 100\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 200\Omega$		$R = 100\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,00545	1,08E-10	0,005347	1,09E-10
470	0,005233	1,09E-10	0,005122	1,09E-10
220	0,004987	1,09E-10	0,004827	1,09E-10
110	0,004723	1,09E-10	0,004479	1,09E-10
70	0,004452	1,09E-10	0,004146	1,09E-10
40	0,004082	1,10E-10	0,003727	1,10E-10
20	0,003441	1,10E-10	0,00312	1,10E-10
10	0,003168	1,10E-10	0,002946	1,10E-10
5	0,003324	1,10E-10	0,003253	1,10E-10
2	0,004155	1,10E-10	0,004506	1,10E-10
1	0,006048	1,10E-10	0,006924	1,10E-10
0.5	0,008423	1,10E-10	0,009752	1,10E-10
0.2	0,014304	1,11E-10	0,016445	1,11E-10
0.1	0,02209	1,11E-10	0,024364	1,12E-10
0.05	0,031913	1,12E-10	0,034175	1,12E-10
0.02	0,059025	1,14E-10	0,059775	1,14E-10
0.01	0,093019	1,15E-10	0,096095	1,16E-10

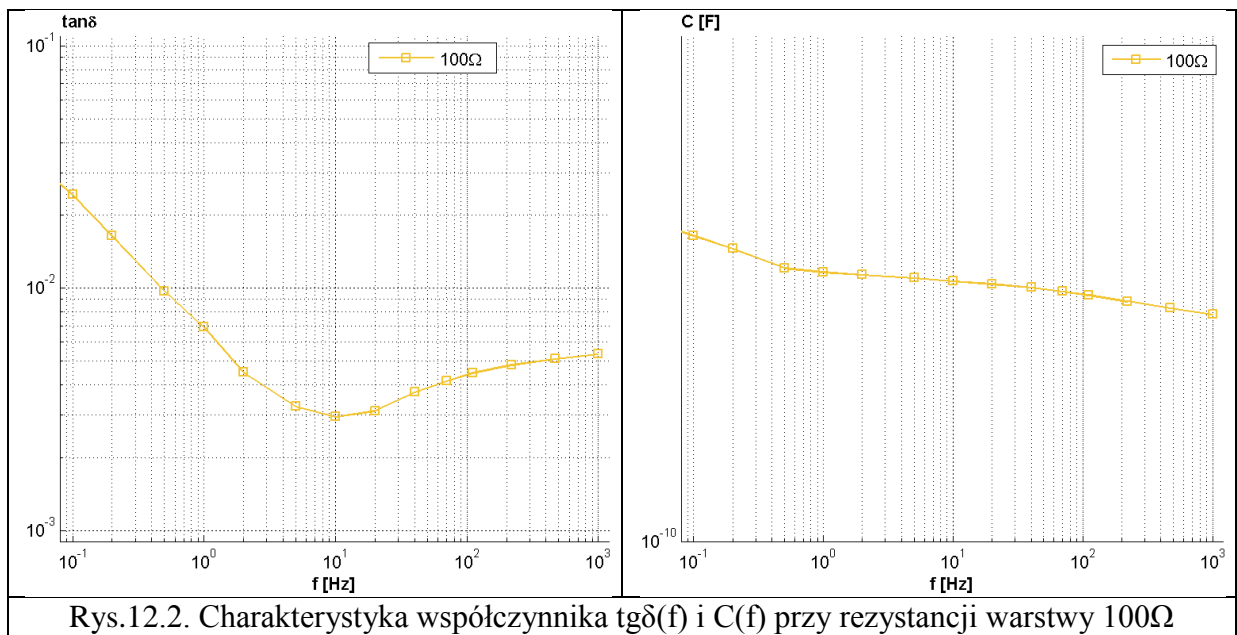
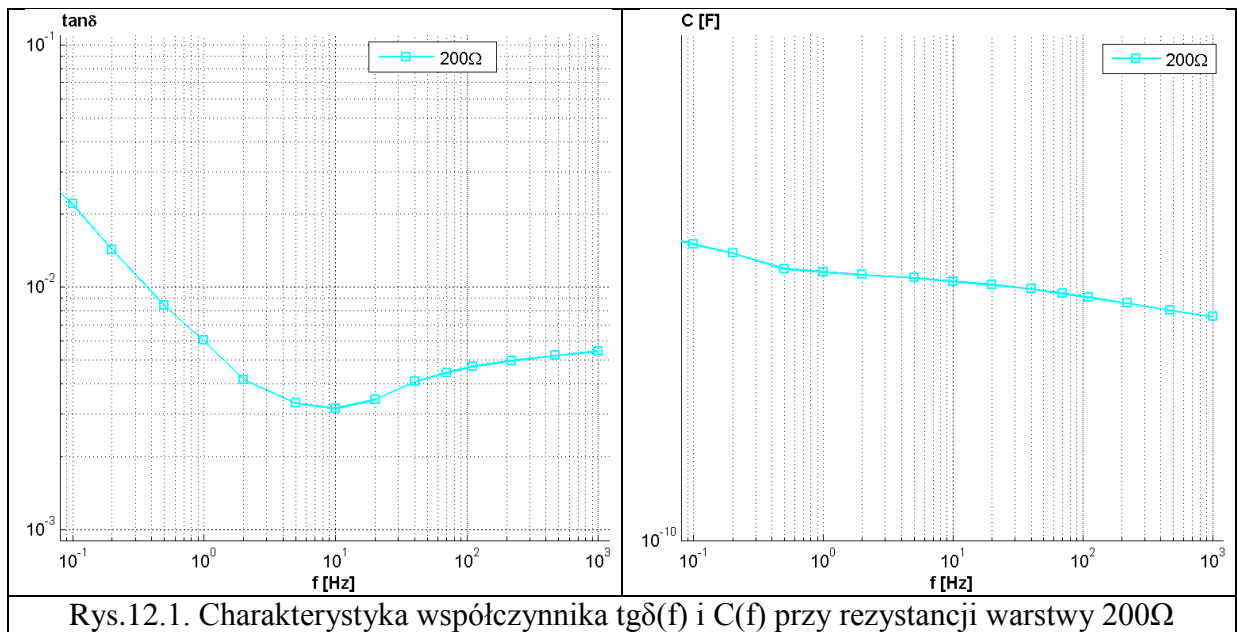
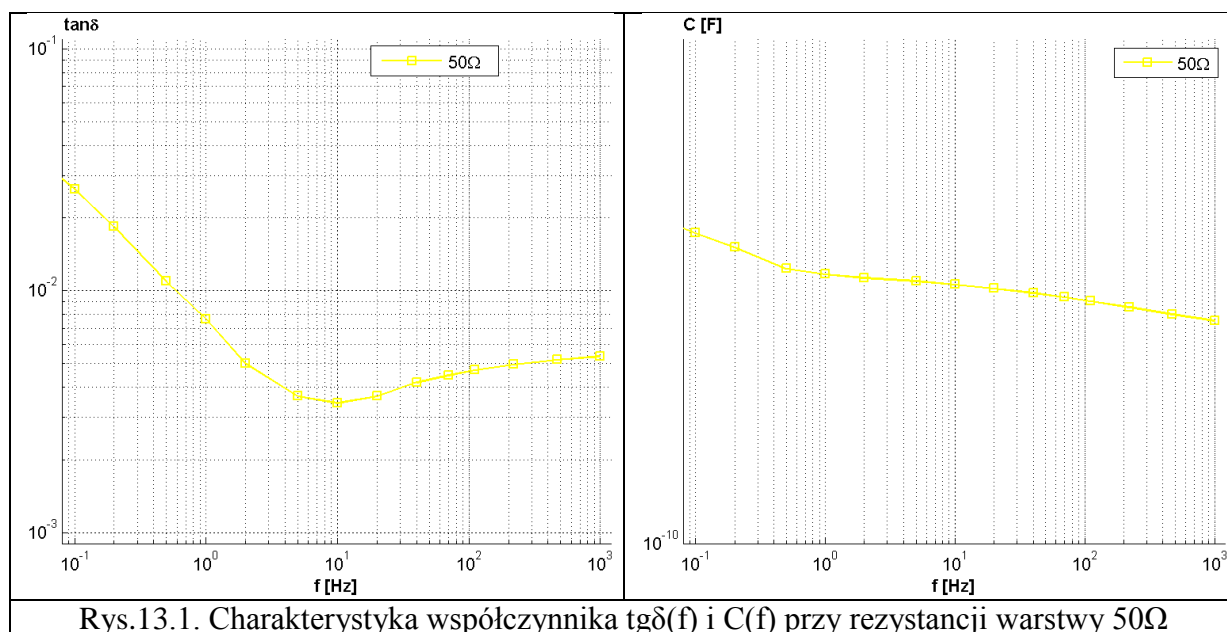


Tabela 13. Wartości $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy $R = 50\Omega$ i $R = 0\Omega$

Rezystancja warstwy	$R = 50\Omega$		$R = 0\Omega$	
	$\text{tg}\delta$	C [F]	$\text{tg}\delta$	C [F]
Częstotliwość [Hz]				
1000	0,005367	1,08E-10	0,005355	1,09E-10
470	0,005184	1,09E-10	0,005173	1,09E-10
220	0,004954	1,09E-10	0,004906	1,09E-10
110	0,004708	1,09E-10	0,004565	1,09E-10
70	0,004474	1,09E-10	0,004255	1,10E-10
40	0,004186	1,09E-10	0,0039	1,10E-10
20	0,003671	1,10E-10	0,003303	1,10E-10
10	0,003438	1,10E-10	0,002954	1,10E-10
5	0,003668	1,10E-10	0,003227	1,10E-10
2	0,005019	1,10E-10	0,004868	1,10E-10
1	0,007662	1,10E-10	0,007583	1,10E-10
0.5	0,010972	1,10E-10	0,010791	1,11E-10
0.2	0,01843	1,11E-10	0,017672	1,11E-10
0.1	0,026418	1,12E-10	0,026264	1,12E-10
0.05	0,036361	1,13E-10	0,03504	1,13E-10
0.02	0,062251	1,15E-10	0,061993	1,15E-10
0.01	0,097672	1,17E-10	0,094547	1,16E-10



Rys.13.1. Charakterystyka współczynnika $\text{tg}\delta(f)$ i $C(f)$ przy rezystancji warstwy 50Ω

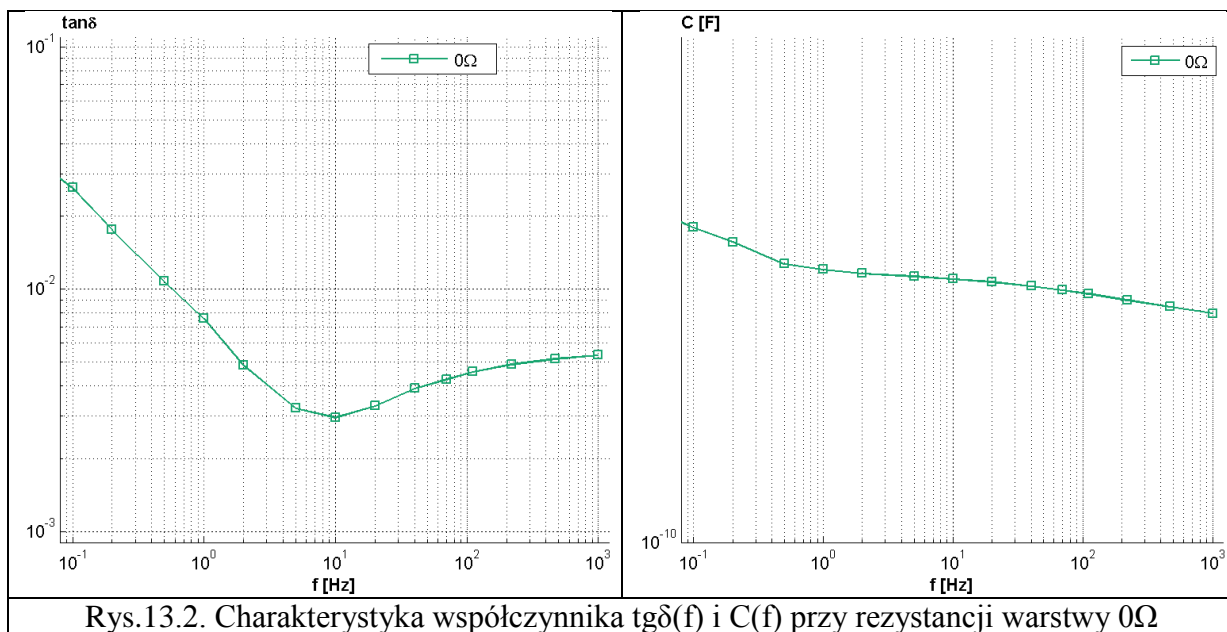


Tabela 14. Wartości $\text{tg}\delta$ i pojemności C przy zmianie rezystancji jednej warstwy papieru, przy częstotliwości 50 Hz

Nr przebiegu	R [Ω]		$\text{tg}\delta$ [%]	C [pF]
1	10G (warstwa rozwarta)		0,4325	106,1
2	5G		0,4399	106,1
3	2,5G		0,424	106,0
4	250M		0,5318	106,2
5	200M		0,5219	106,2
6	100M		0,4777	106,0
7	50M		0,65	105,9
8	20M		0,7226	105,9
9	10M		0,8477	105,8
10	5M		1,071	106,0
11	2M		1,657	106,8
12	1M		1,782	107,9
13	500k		1,41	108,8
14	200k		0,8563	109,3
15	100k		0,596	109,3
16	50k		0,4813	109,3
17	20k		0,4229	109,4
18	10k		0,4008	109,3
19	5k		0,3971	109,3
20	2k		0,364	109,6
21	1k		0,4015	109,4
22	500		0,4108	109,4
23	200		0,4205	109,4
24	100		0,3866	109,5
25	50		0,4282	109,4
26	0 (warstwa zwarta)		0,4018	109,6

Załącznik 2: Parametry rozkładu Weibulla wyników analizy DGA oleju z izolatorów

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla

$$P(x) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}$$

k - parametr kształtu, λ - parametr skali

Przyjęty sposób oznaczania tabel i rysunków:

Tabela x

Rys. x.n.w

x - numer populacji izolatorów

(1 - na wszystkie napięcia łącznie, 2 - na 400kV, 3 - na 220kV, 4 - na 110kV)

n - numer gazu (1 - wodór, 2 metan, 3- etan itd.)

w - rodzaj wykresu: a - funkcja gęstości prawdopodobieństwa, b - dystrybuanta, c - kwantyle

Przykład:

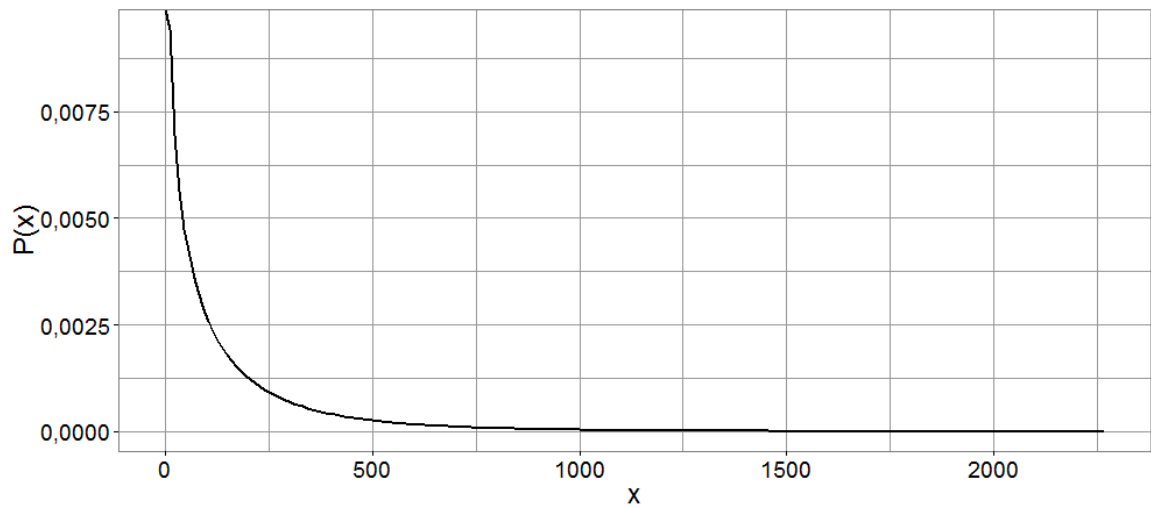
Tabela 1 - wyniki dla izolatorów na napięcia 400kV, 220kV i 100kV łącznie

Rys. 2.3.a - wykres gęstości prawdopodobieństwa dla wyników stężenia etanu, dla izolatorów na 400kV

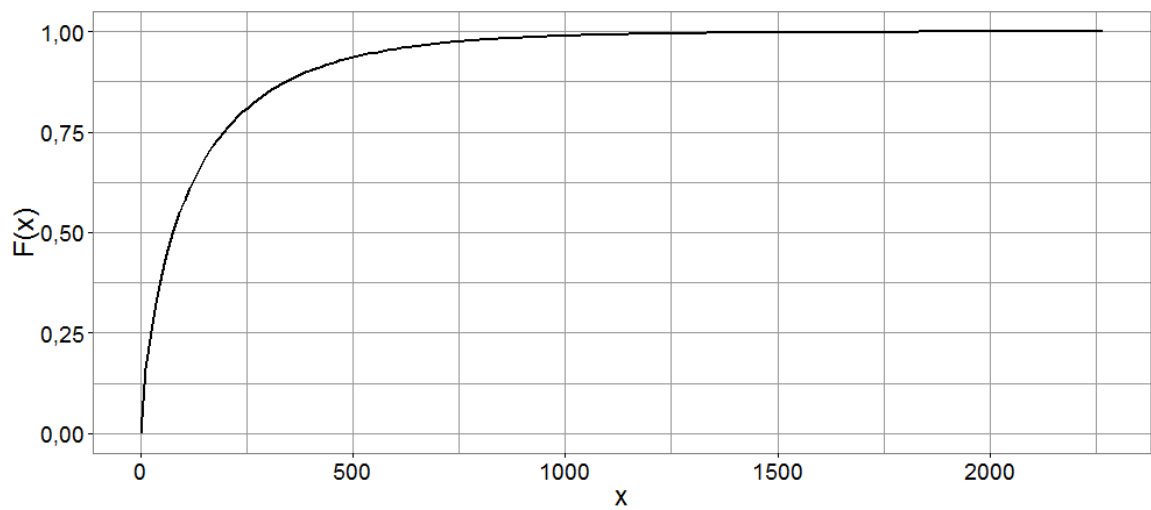
1. Izolatory przepustowe łącznie (napięcia: 110kV, 220kV, 400kV)

Tabela 1. Wartości parametrów kształtu k i skali λ rozkładu Weibulla stężeń gazów w oleju izolatorów na napięcia 400kV, 220kV i 100kV łącznie

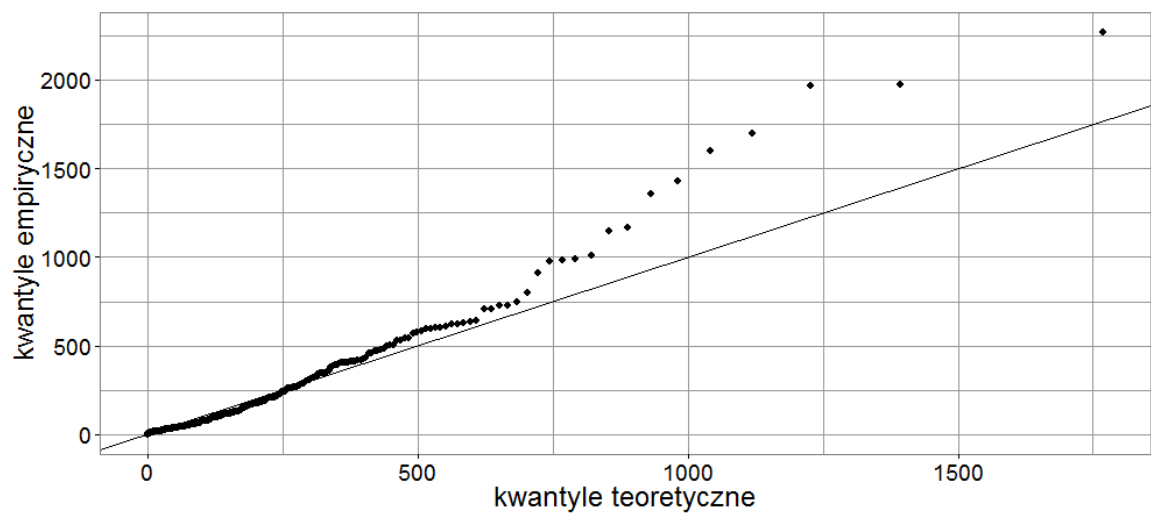
Lp.	Gaz	Parametr kształtu k	Odchylenie standardowe par. kształtu	Parametr skali λ	Odchylenie standardowe par. skali
1	Wodór H ₂	0,73	0,024	124,32	8,202
2	Metan CH ₄	0,9	0,026	19,76	1,059
3	Etan C ₂ H ₆	0,65	0,019	13,23	0,984
4	Etylen C ₂ H ₄	0,7	0,023	2,35	0,165
5	Acetylen C ₂ H ₂	0,55	0,025	1,09	0,144
6	Propan C ₃ H ₈	0,64	0,019	10,1	0,771
7	Propylen C ₃ H ₆	0,92	0,029	4,24	0,227
8	Tlenek węgla CO	1,36	0,047	316,46	11,095
9	Dwutlenek węgla CO ₂	0,8	0,025	1388,58	81,448
10	Suma gazów palnych SGP	1,5	0,049	572,84	18,281
11	CO ₂ /CO	0,97	0,03	6,16	0,305



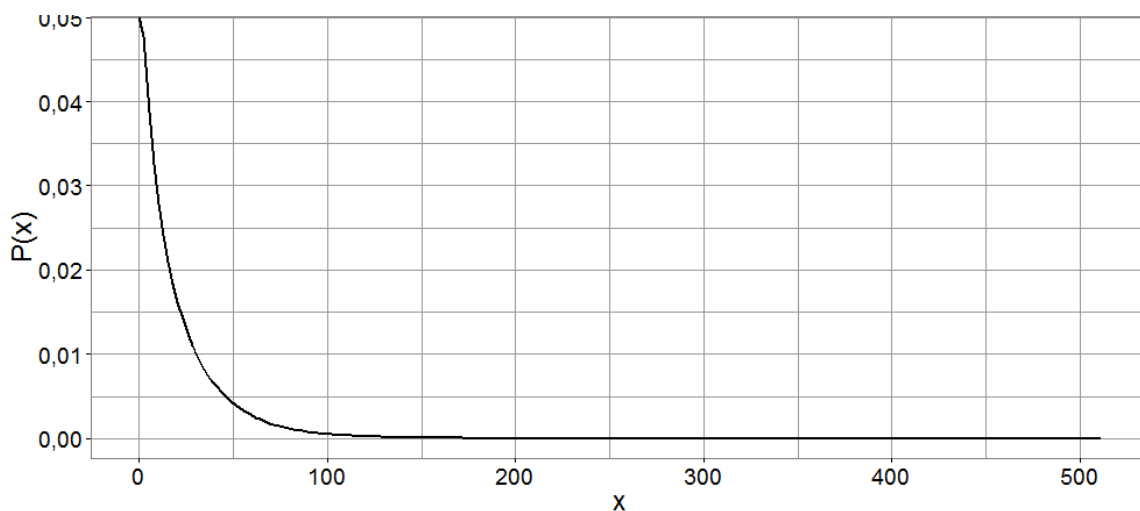
Rys.1.1.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w całej badanej populacji izolatorów



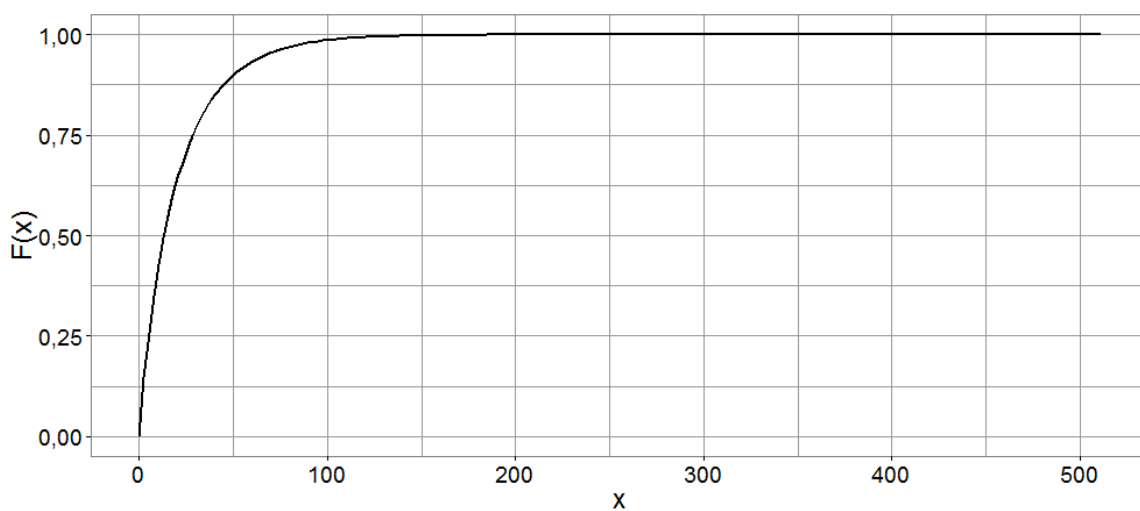
Rys.1.1.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w całej badanej populacji izolatorów



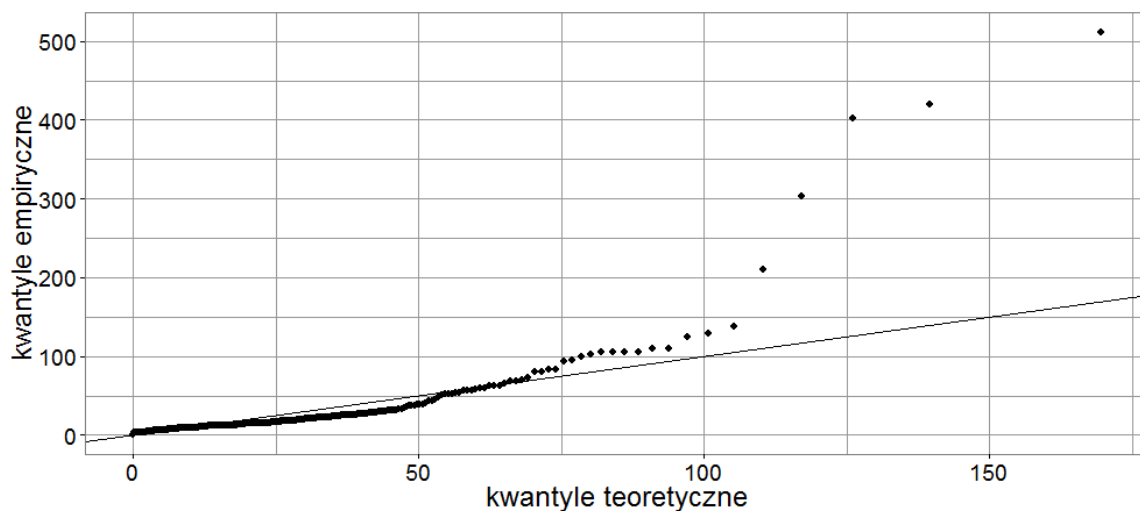
Rys.1.1.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w całej badanej populacji izolatorów



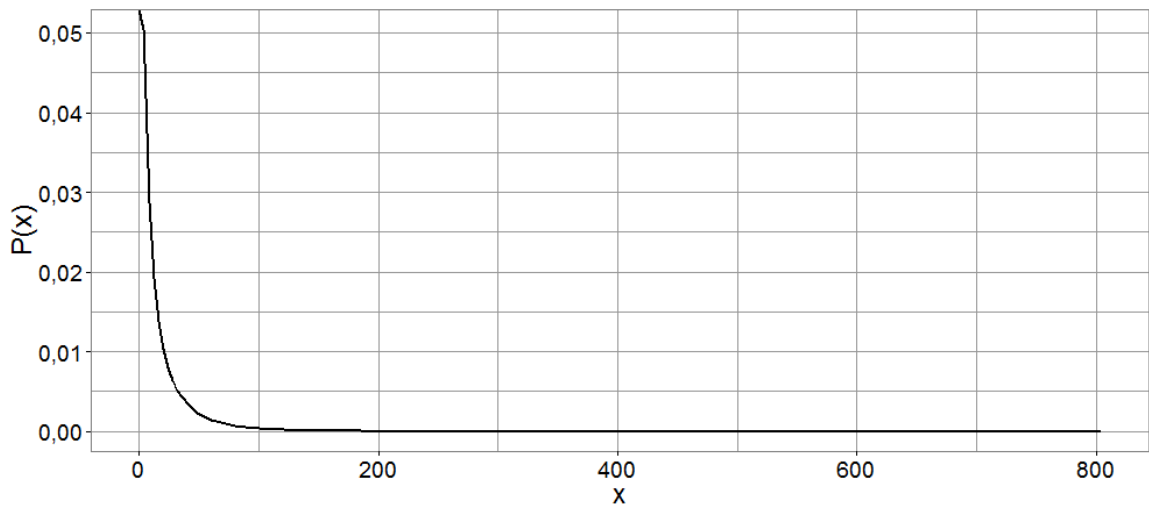
Rys.1.2.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w całej badanej populacji izolatorów



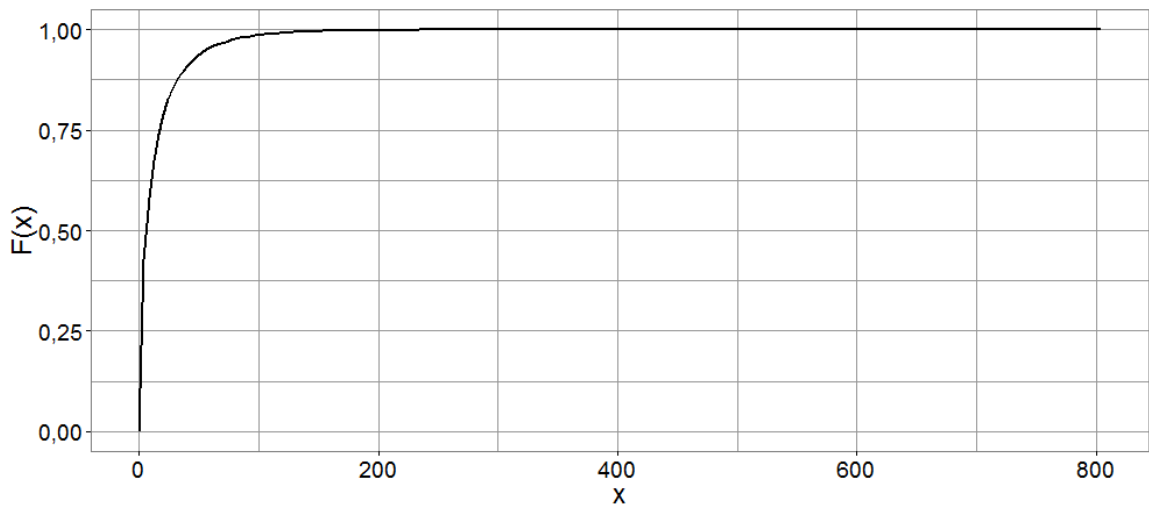
Rys.1.2.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w całej badanej populacji izolatorów



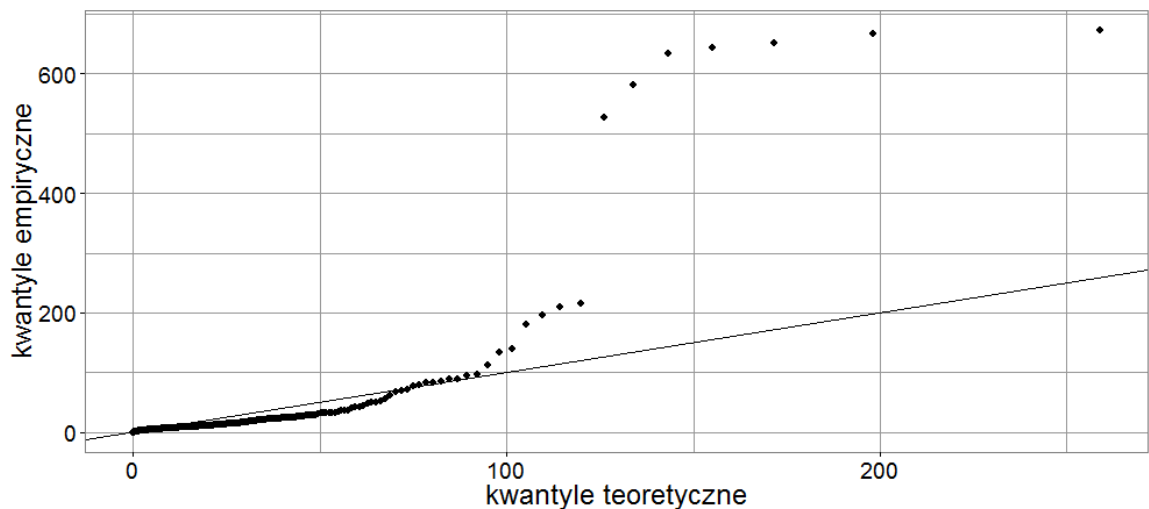
Rys.1.2.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w całej badanej populacji izolatorów



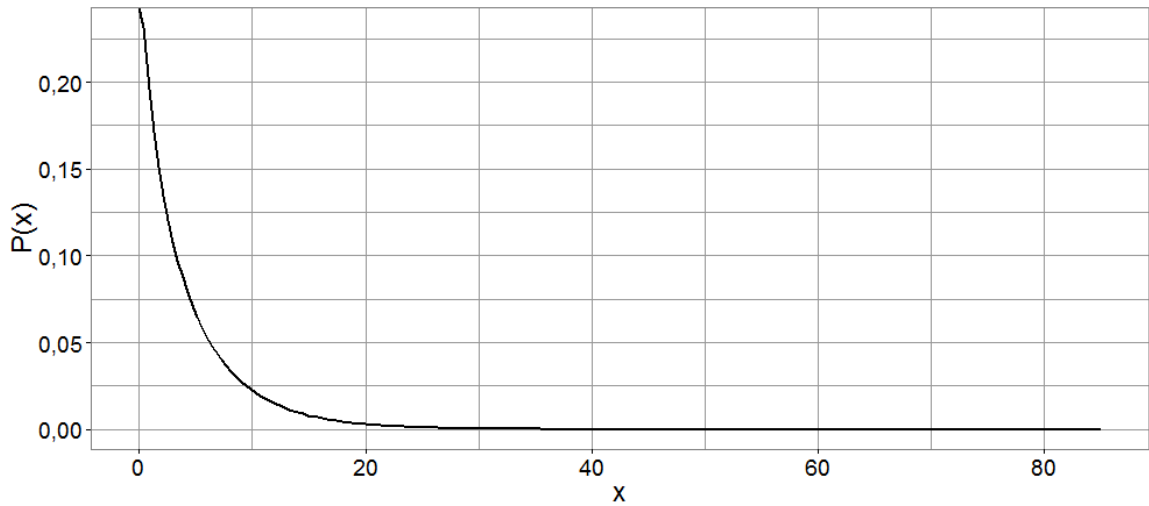
Rys.1.3.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w całej badanej populacji izolatorów



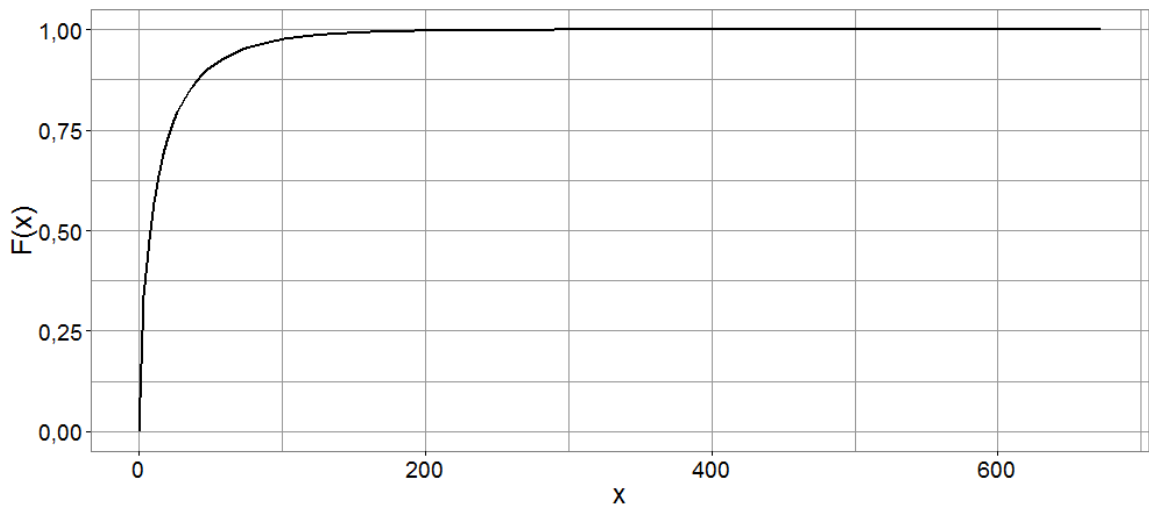
Rys.1.3.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w całej badanej populacji izolatorów



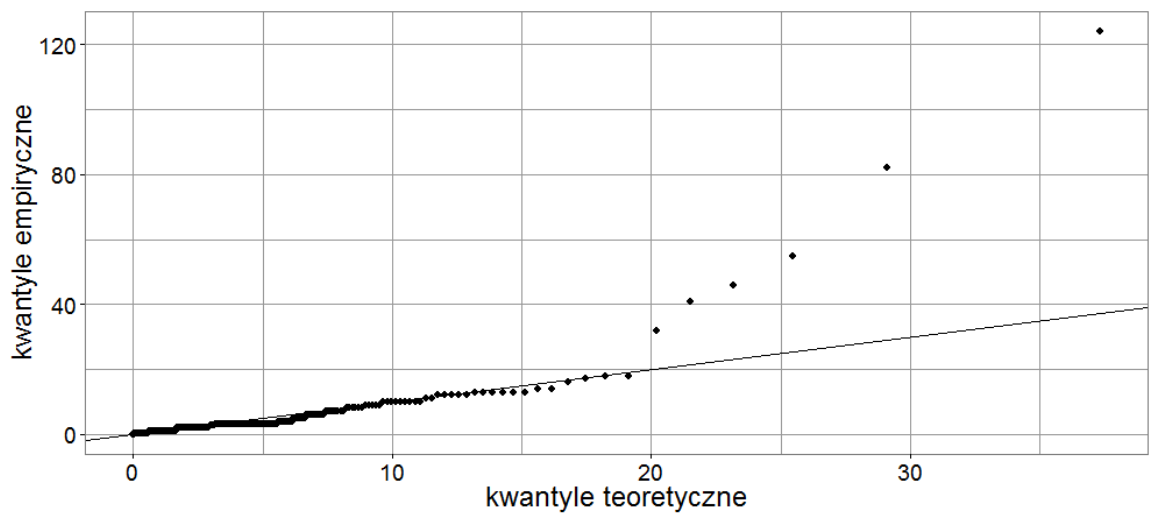
Rys.1.3.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w całej badanej populacji izolatorów



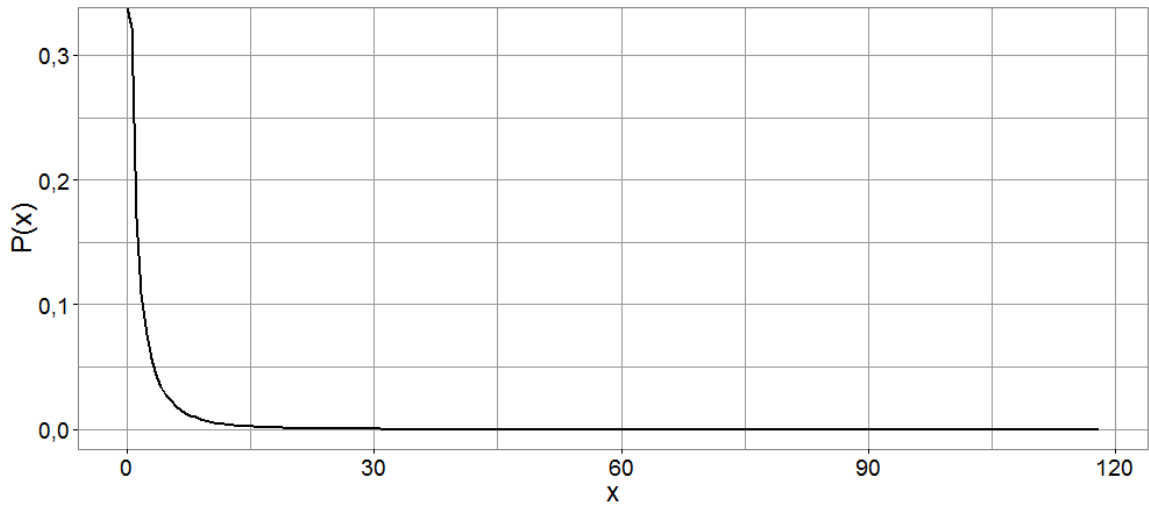
Rys.1.4.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w całej badanej populacji izolatorów



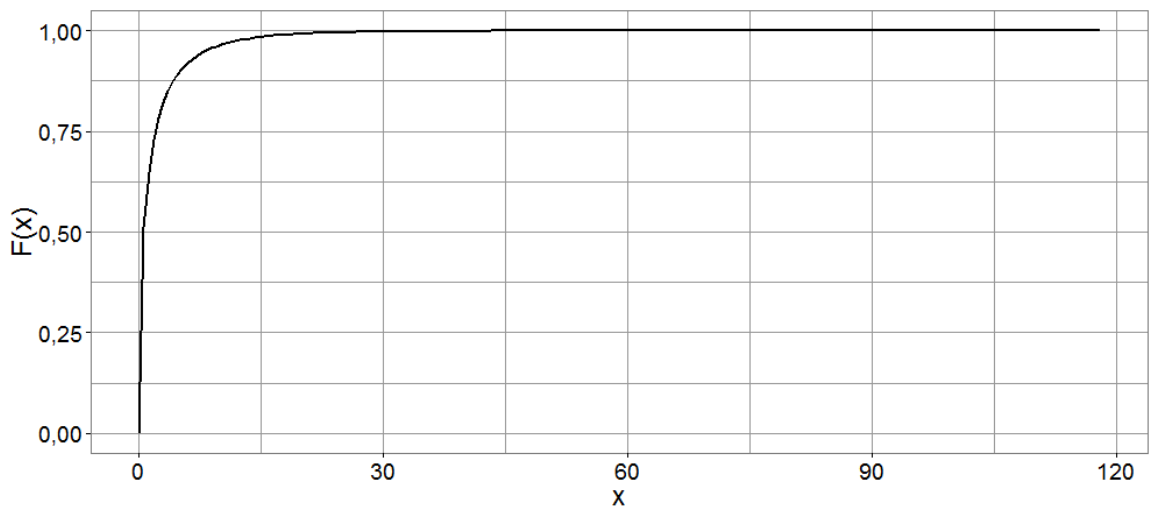
Rys.1.4.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w całej badanej populacji izolatorów



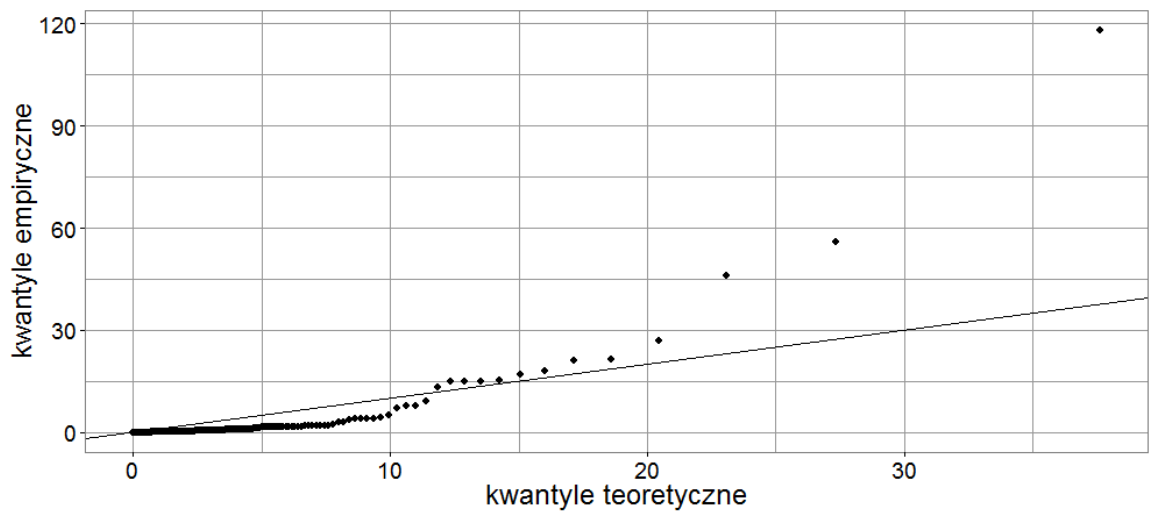
Rys.1.4.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w całej badanej populacji izolatorów



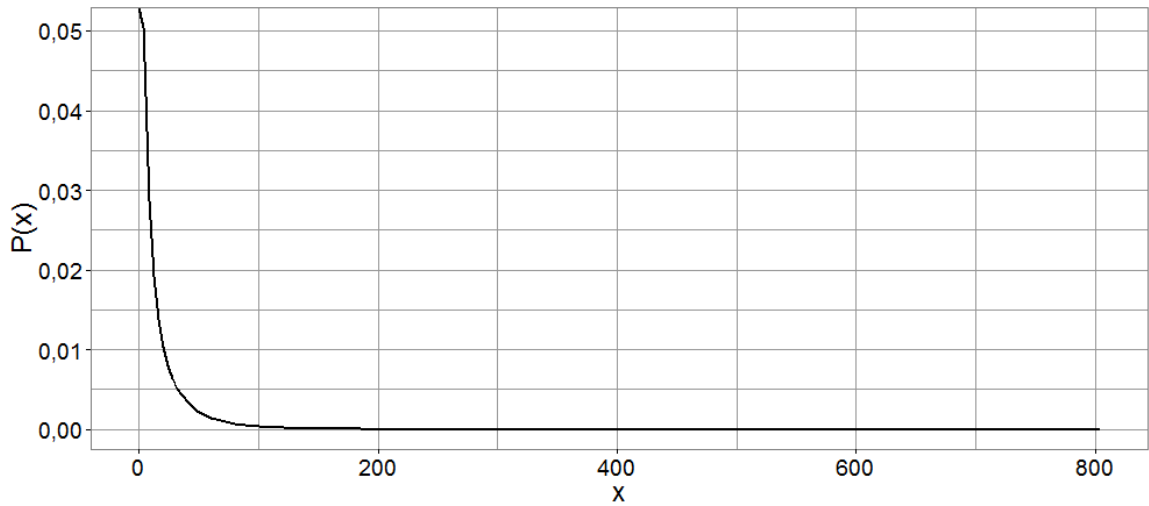
Rys.1.5.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w całej badanej populacji izolatorów



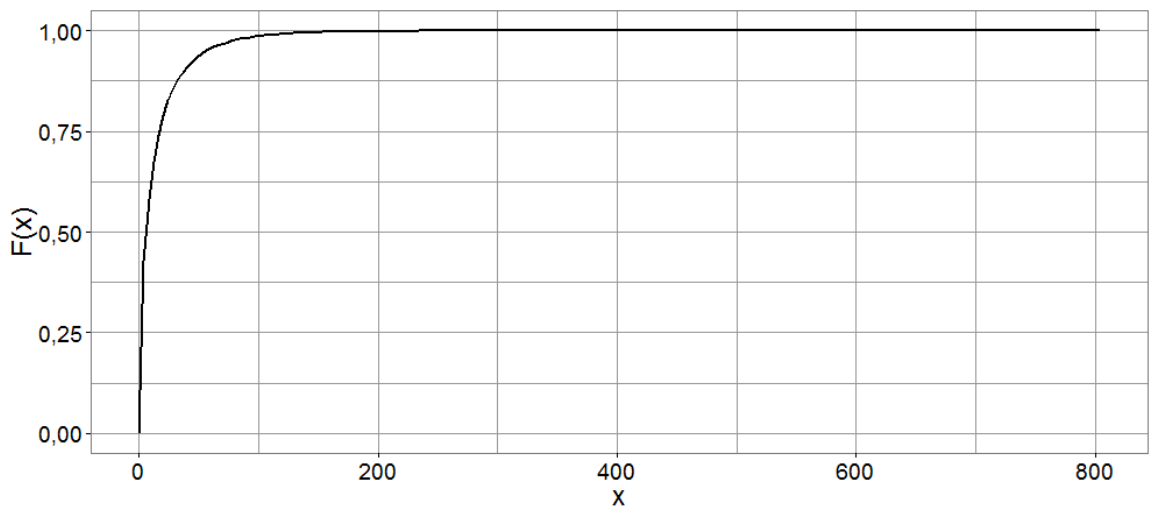
Rys.1.5.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w całej badanej populacji izolatorów



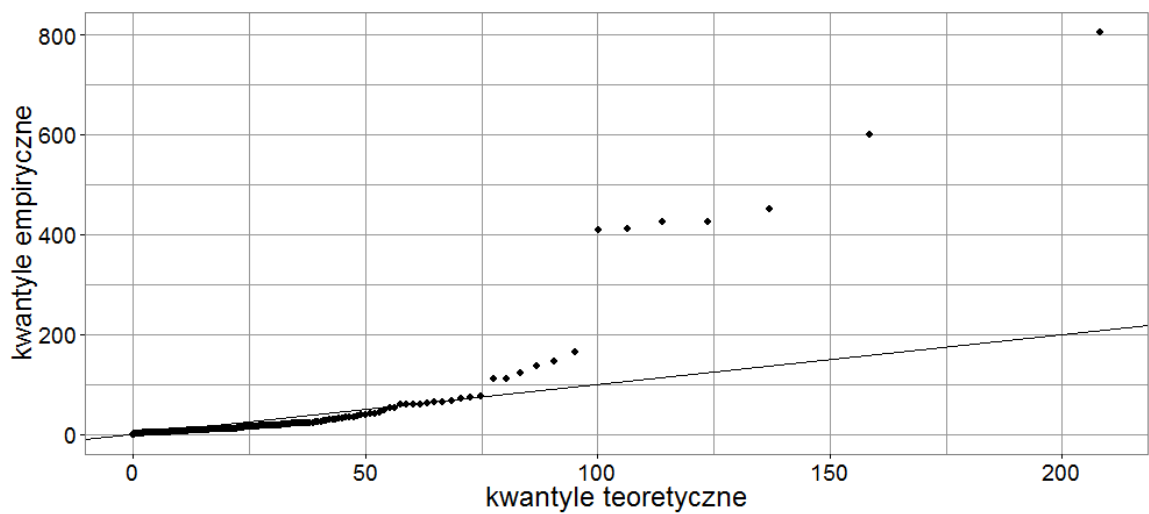
Rys.1.5.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w całej badanej populacji izolatorów



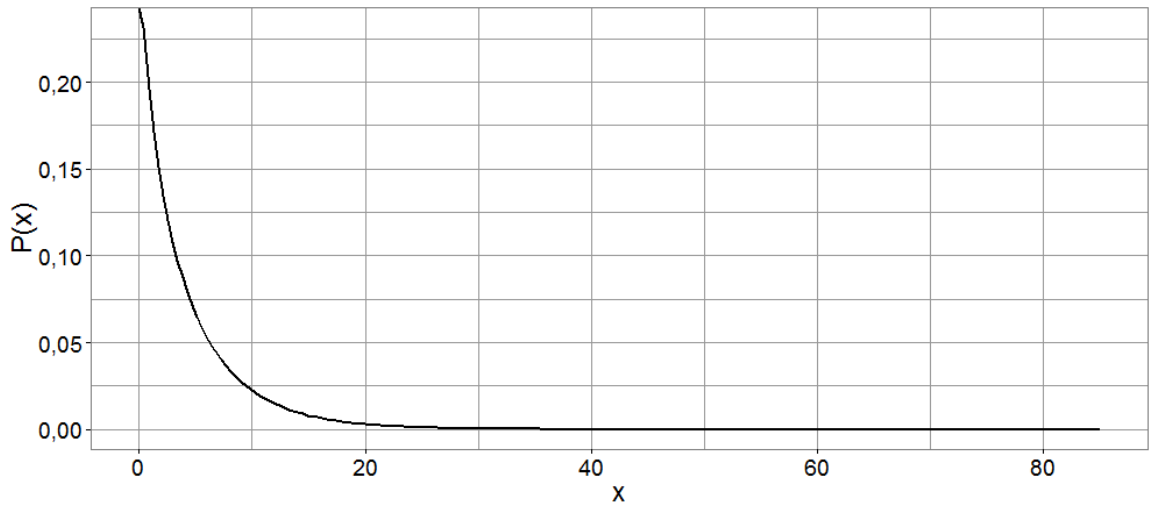
Rys.1.6.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w całej badanej populacji izolatorów



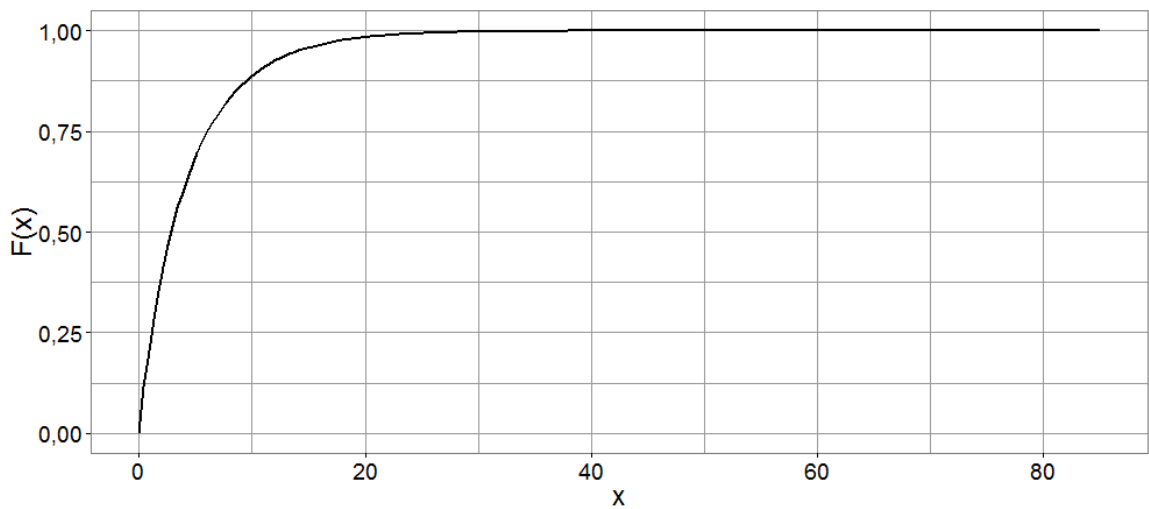
Rys.1.6.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w całej badanej populacji izolatorów



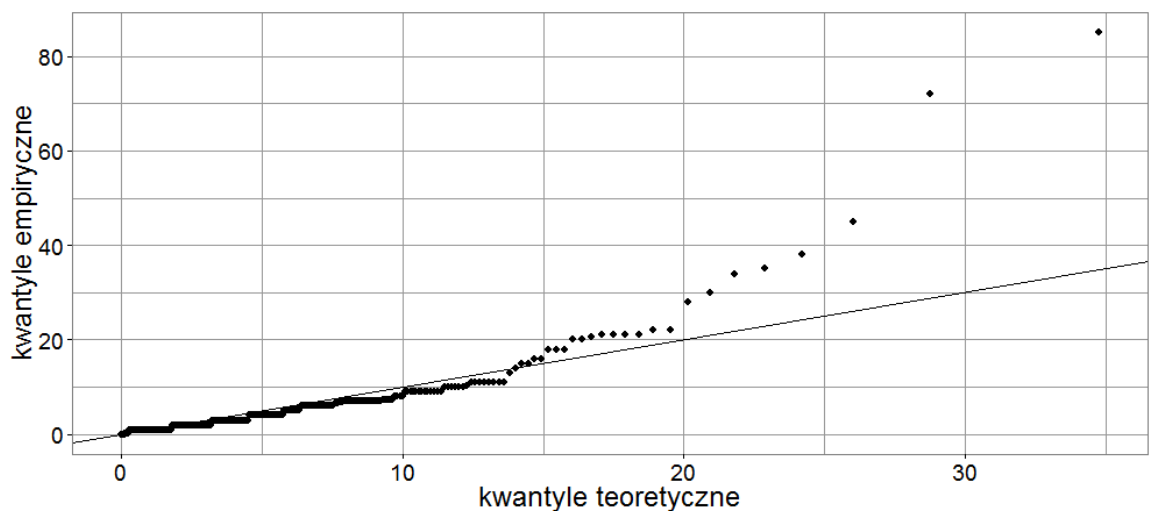
Rys.1.6.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w całej badanej populacji izolatorów



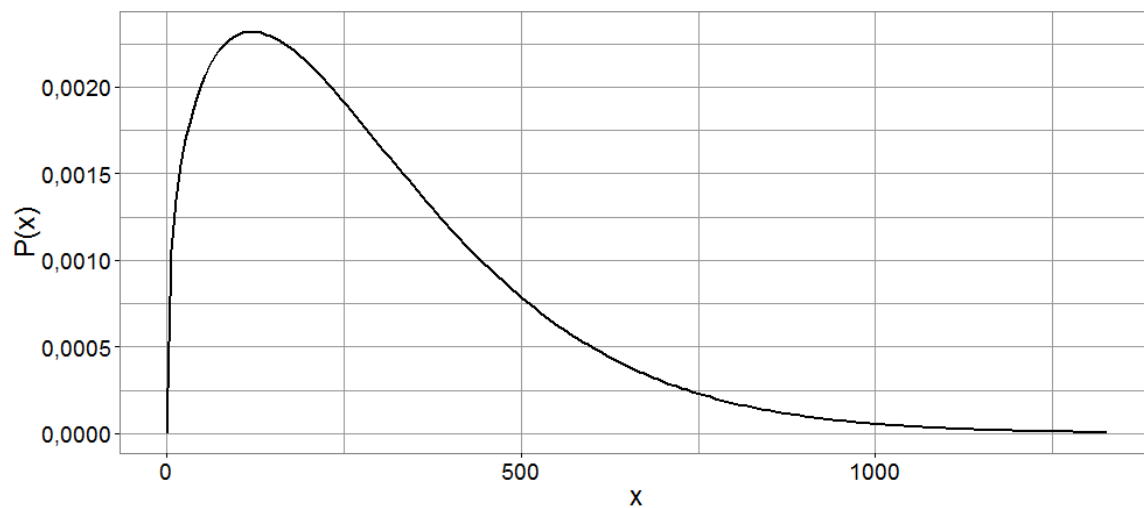
Rys.1.7.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w całej badanej populacji izolatorów



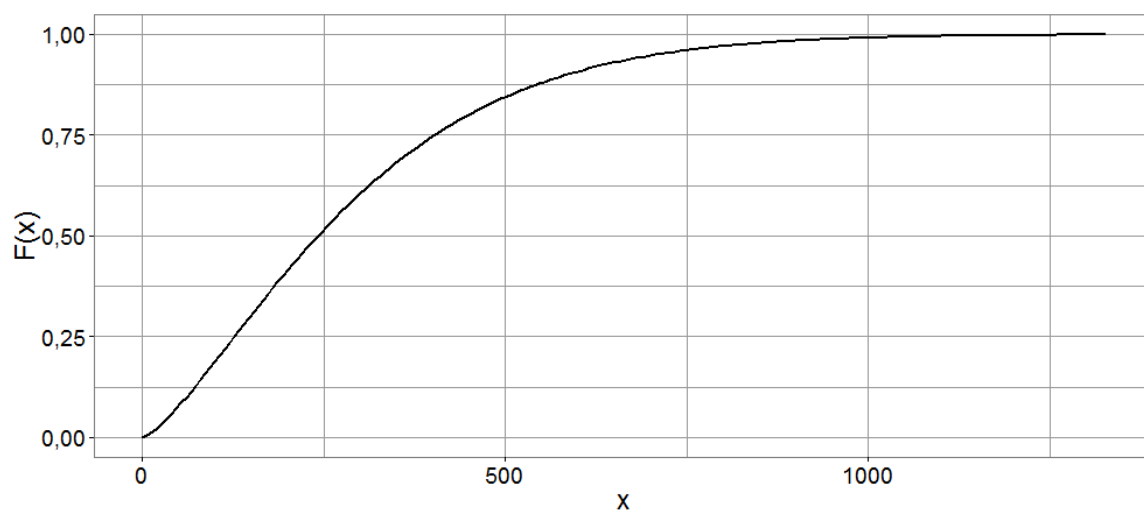
Rys.1.7.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w całej badanej populacji izolatorów



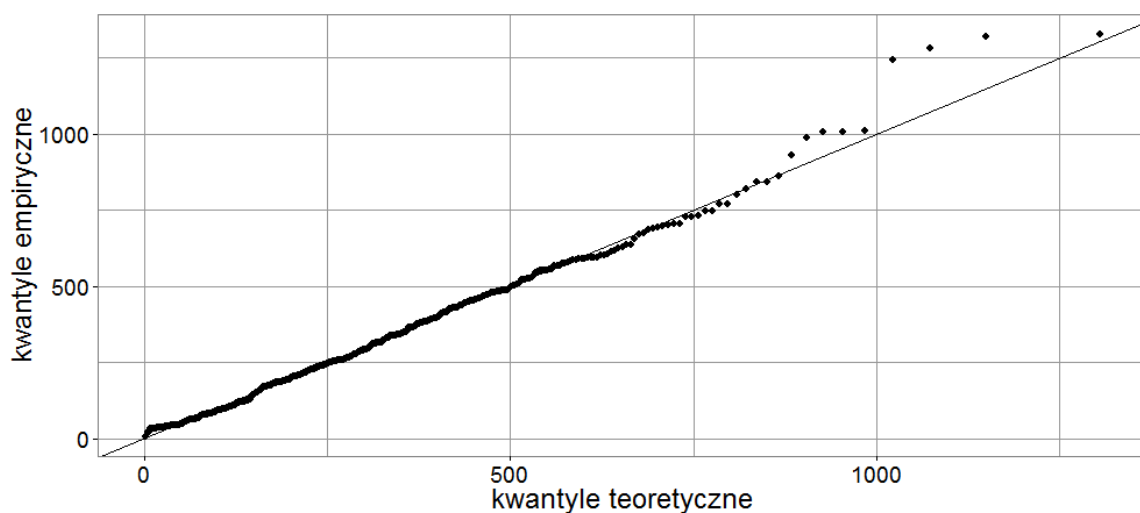
Rys.1.7.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w całej badanej populacji izolatorów



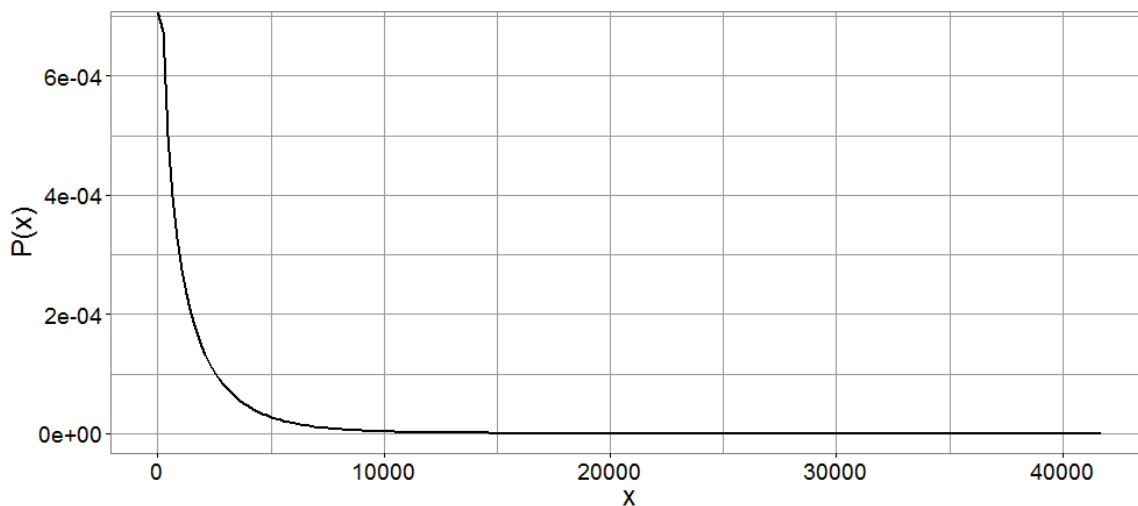
Rys.1.8.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



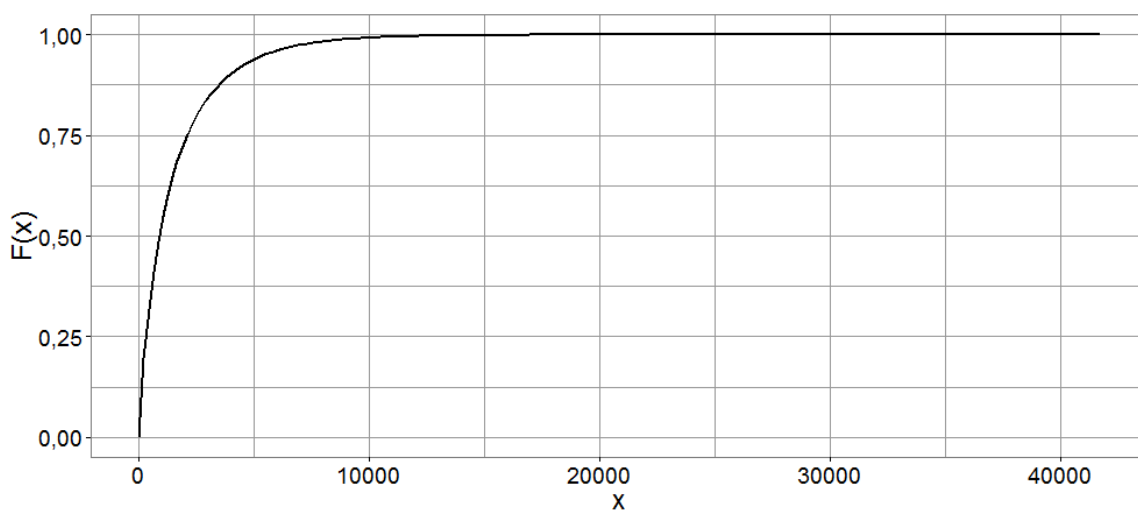
Rys.1.8.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



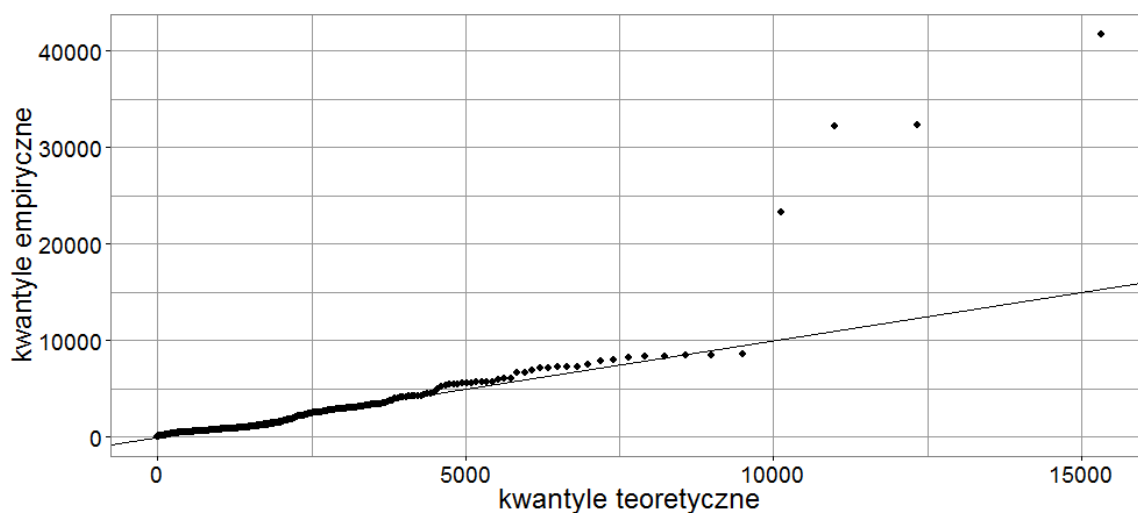
Rys.1.8.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



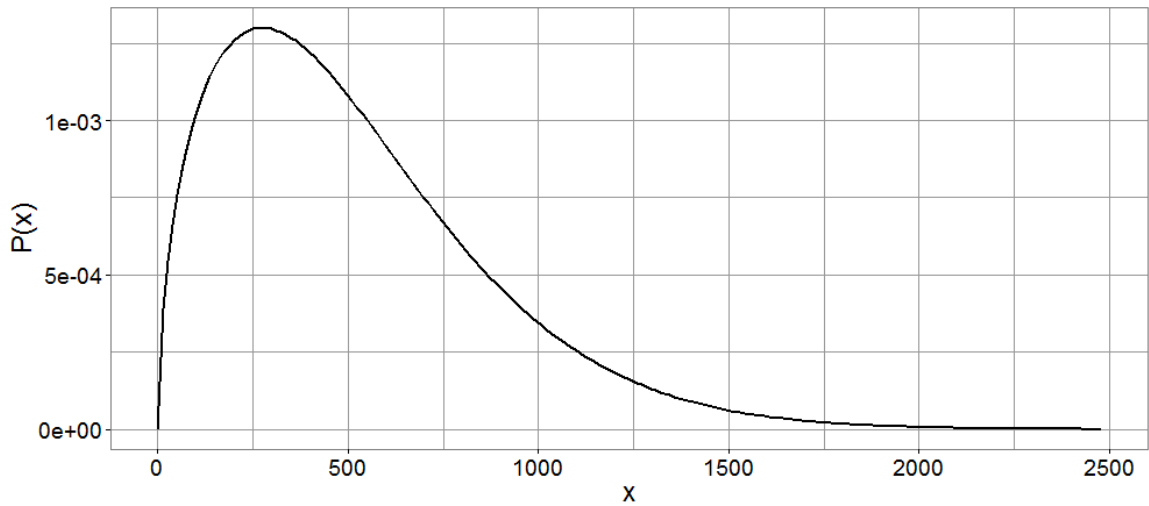
Rys.1.9.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



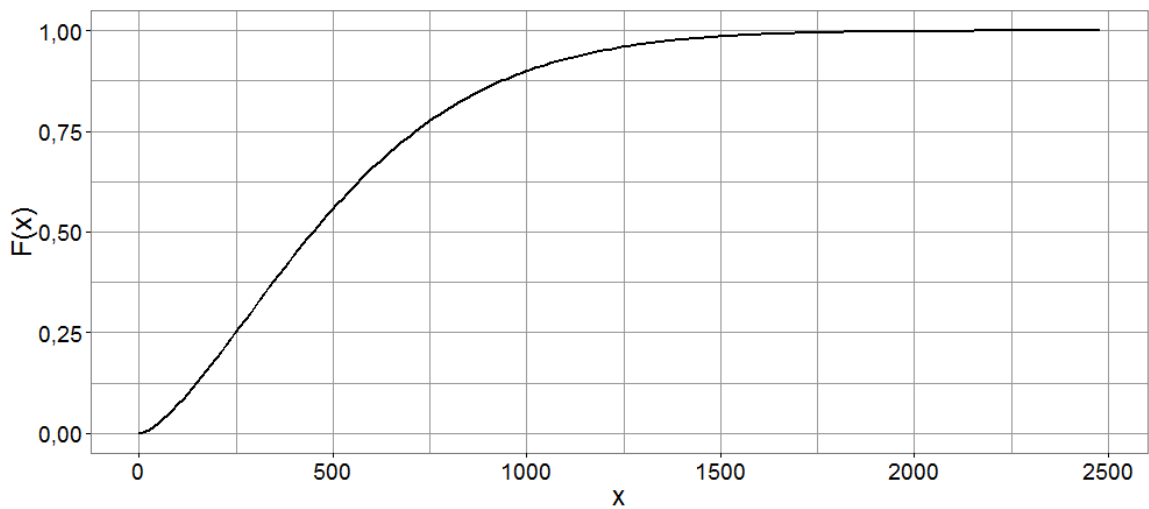
Rys.1.9.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



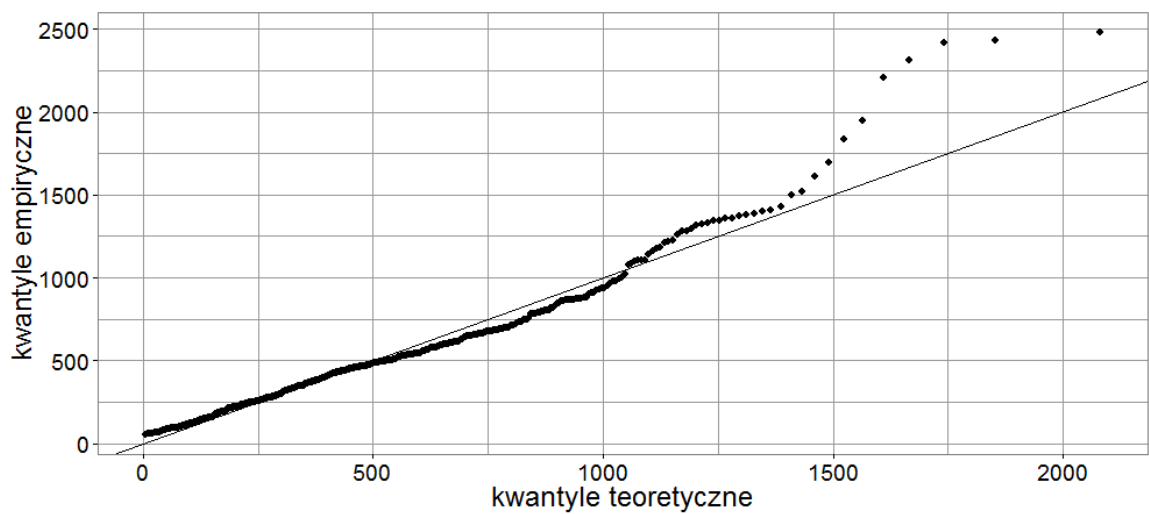
Rys.1.9.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w całej badanej populacji izolatorów



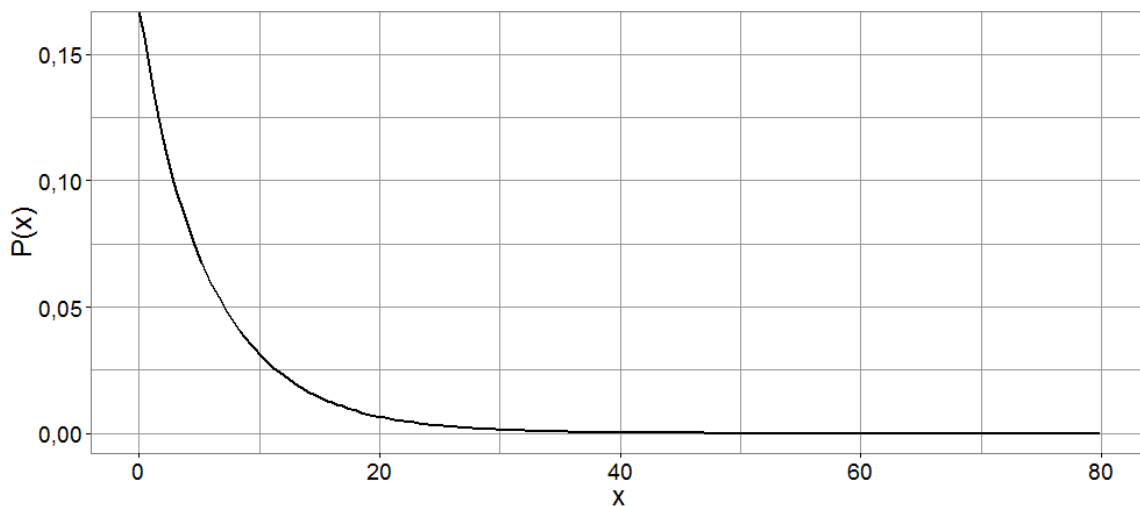
Rys.1.10.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w całej badanej populacji izolatorów



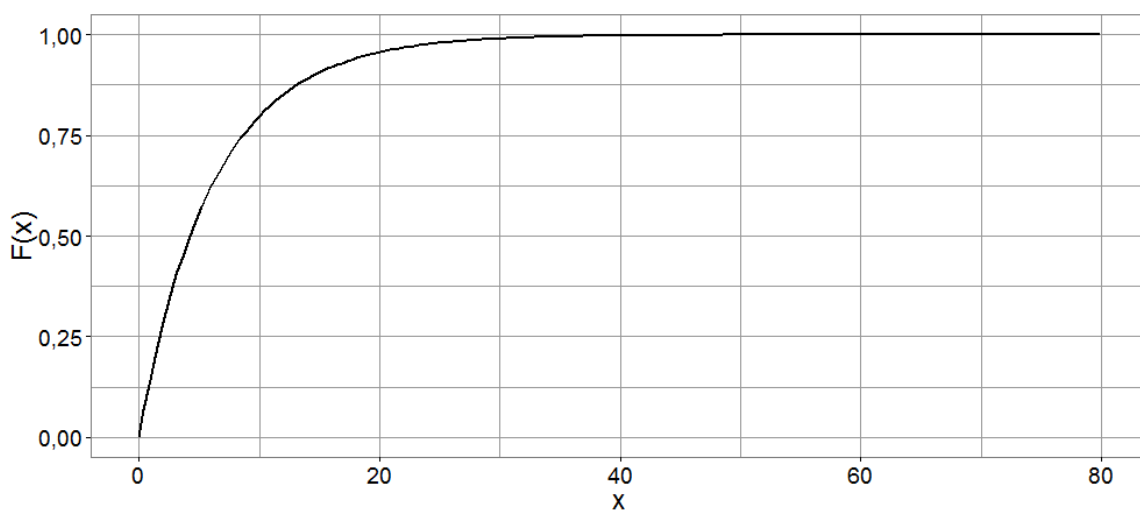
Rys.1.10.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w całej badanej populacji izolatorów



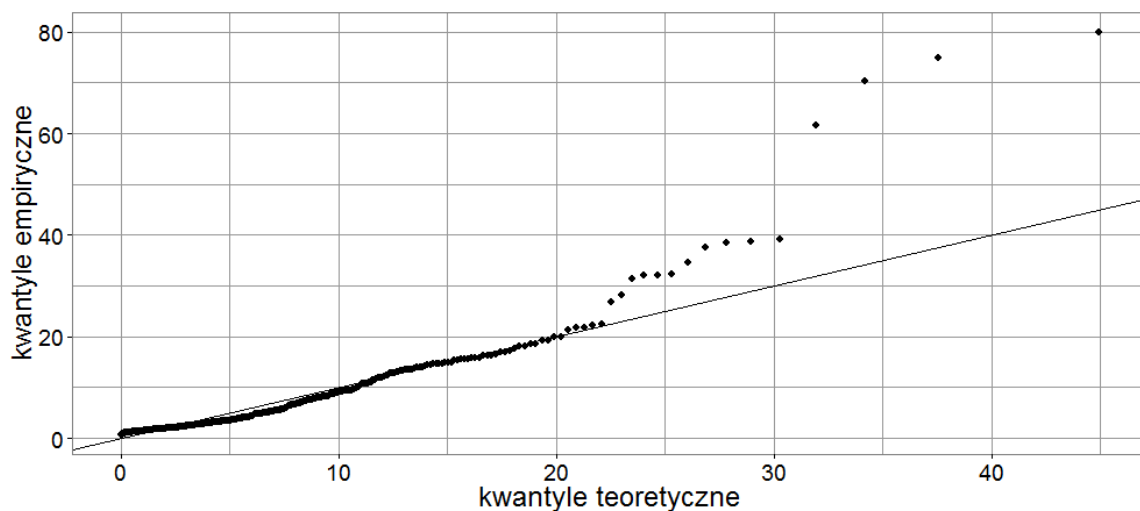
Rys.1.10.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników SGP w całej badanej populacji izolatorów



Rys.1.11.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w całej badanej populacji izolatorów



Rys.1.11.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w całej badanej populacji izolatorów

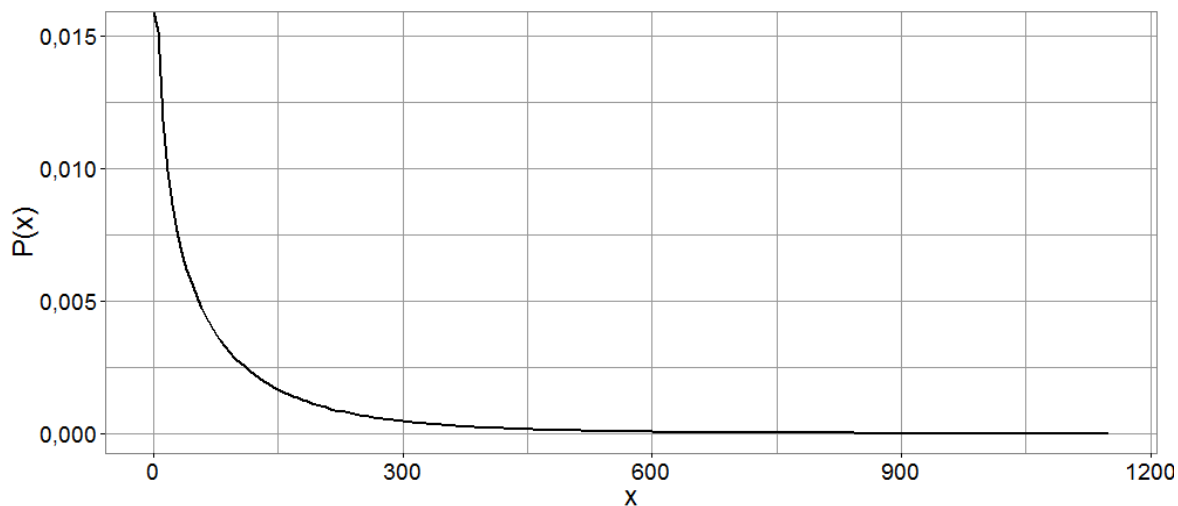


Rys.1.11.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w całej badanej populacji izolatorów

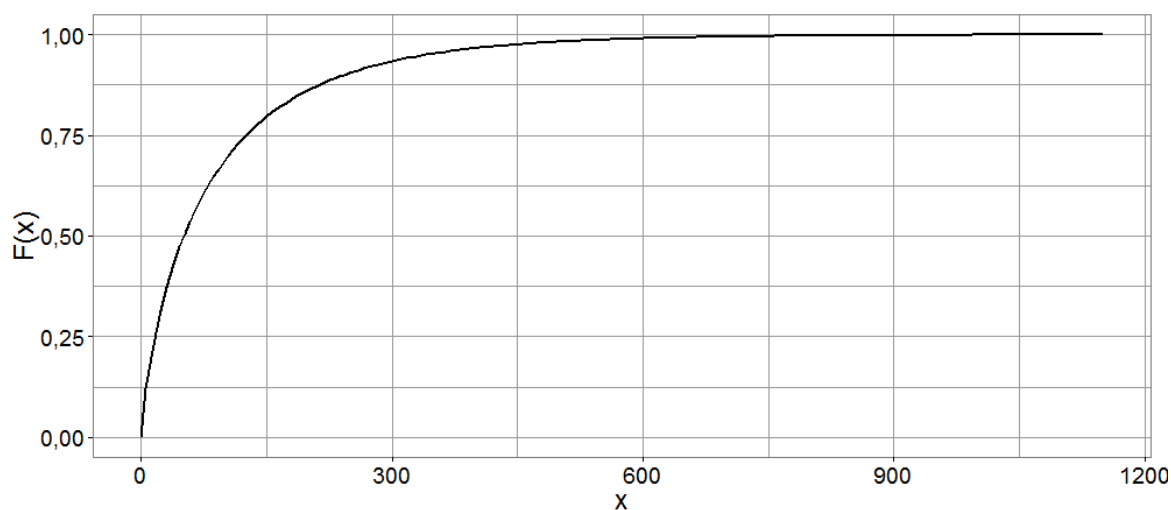
2. Izolatory przepustowe na napięcie 400kV

Tabela 2. Wartości parametrów kształtu k i skali λ rozkładu Weibulla stężeń gazów w oleju izolatorów na napięcie 400kV

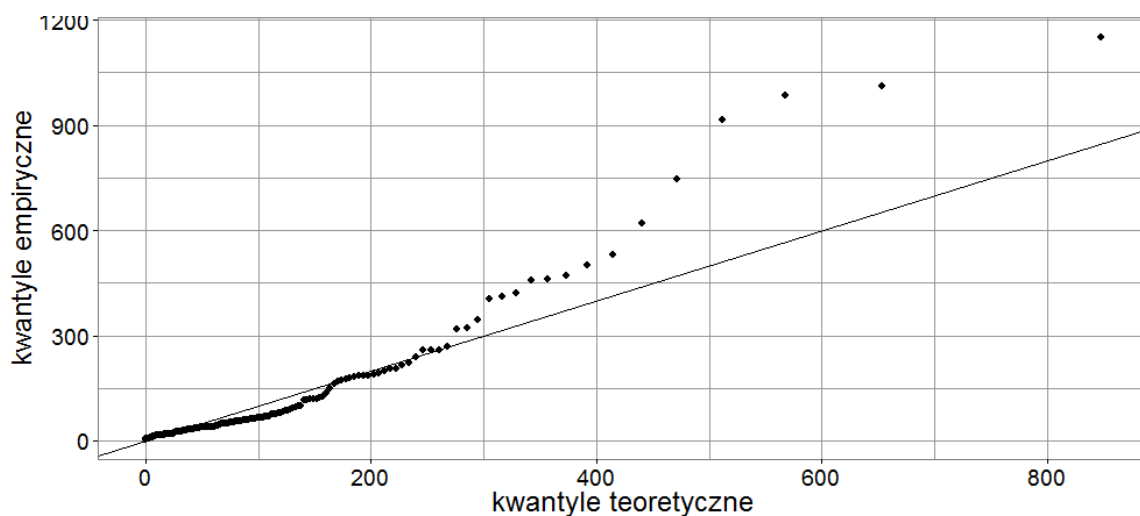
Lp.	Gaz	Parametr kształtu k	Odchylenie standardowe par. kształtu	Parametr skali λ	Odchylenie standardowe par. skali
1	Wodór H_2	0,77	0,038	82,2	7,804
2	Metan CH_4	1	0,045	20,32	1,495
3	Etan C_2H_6	0,81	0,039	9,35	0,847
4	Etylen C_2H_4	0,64	0,032	2,29	0,267
5	Acetylen C_2H_2	0,41	0,036	1,42	0,457
6	Propan C_3H_8	0,73	0,037	6,61	0,675
7	Propylen C_3H_6	0,85	0,041	3,8	0,333
8	Tlenek węgla CO	1,28	0,068	344,23	19,481
9	Dwutlenek węgla CO_2	0,84	0,037	1099,14	94,075
10	Suma gazów palnych SGP	1,73	0,09	525	22,052
11	CO_2/CO	0,94	0,042	4,76	0,372



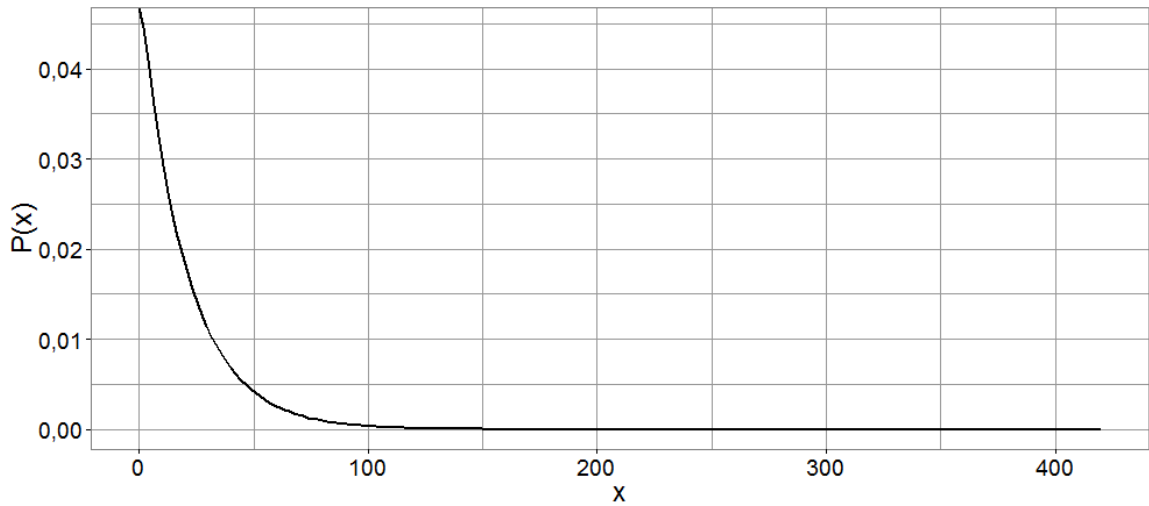
Rys.2.1.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 400kV



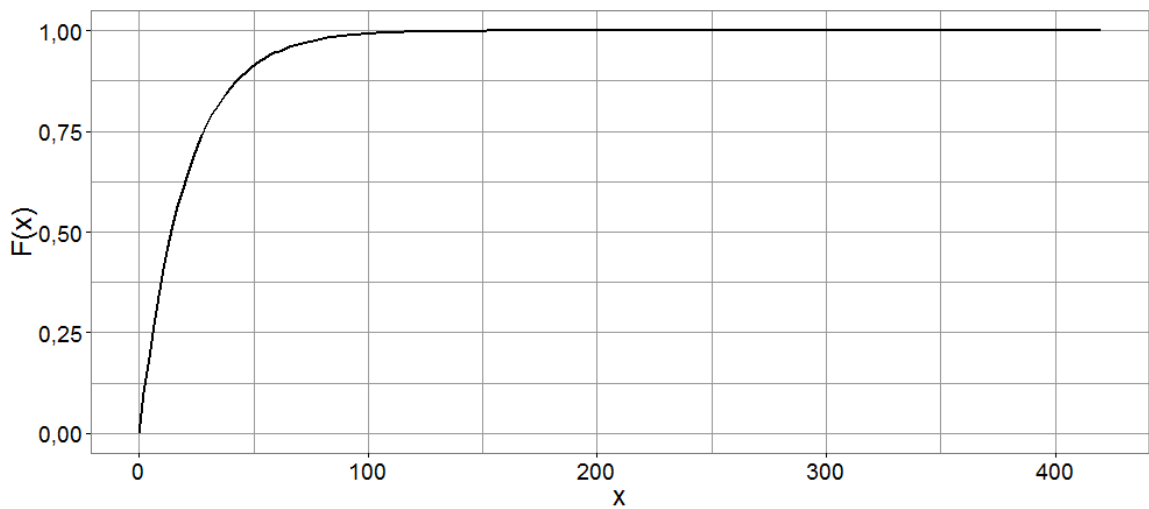
Rys.2.1.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 400kV



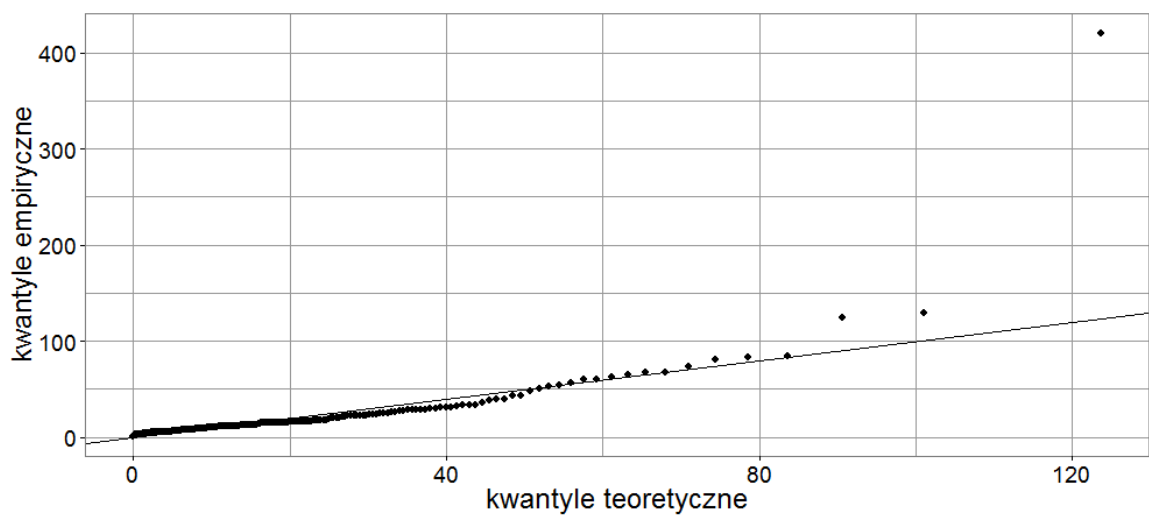
Rys.2.1.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 400kV



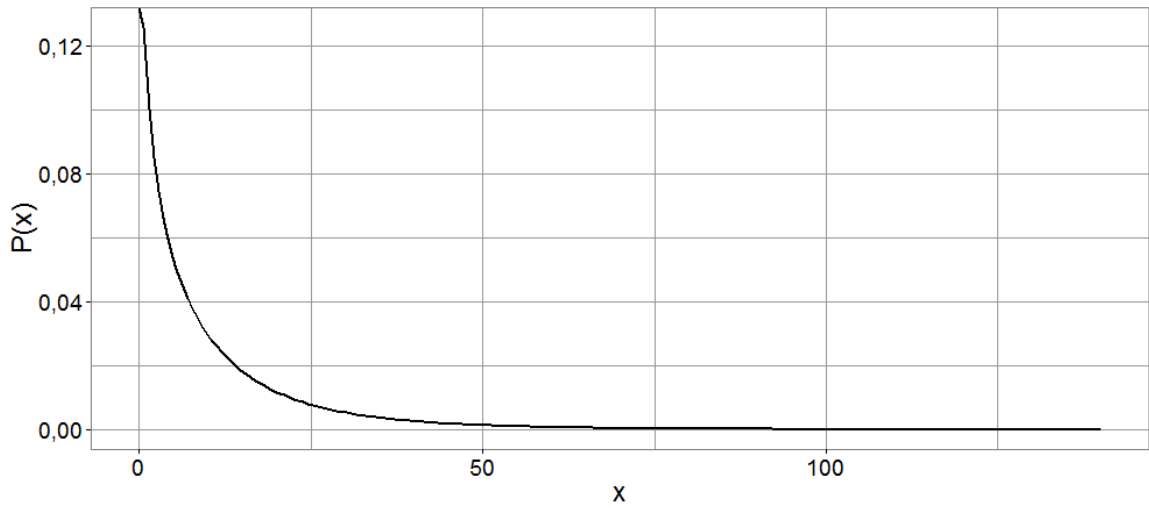
Rys.2.2.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 400kV



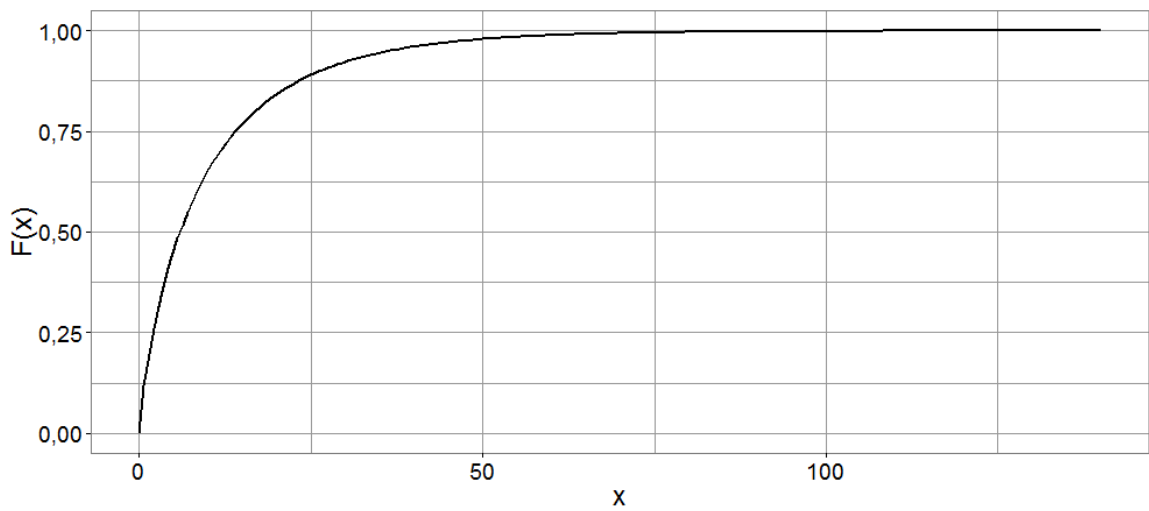
Rys.2.2.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 400kV



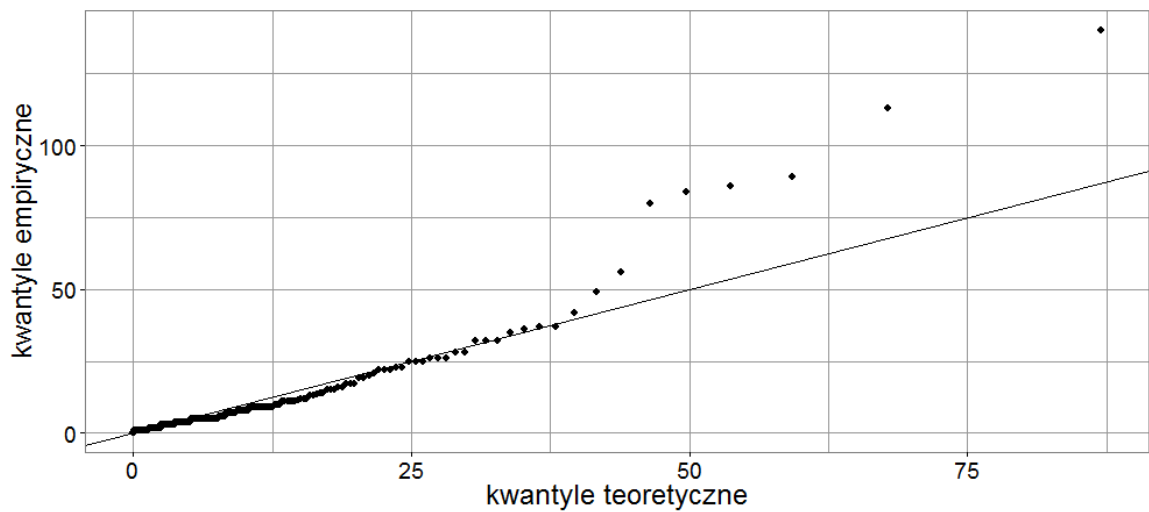
Rys.2.2.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 400kV



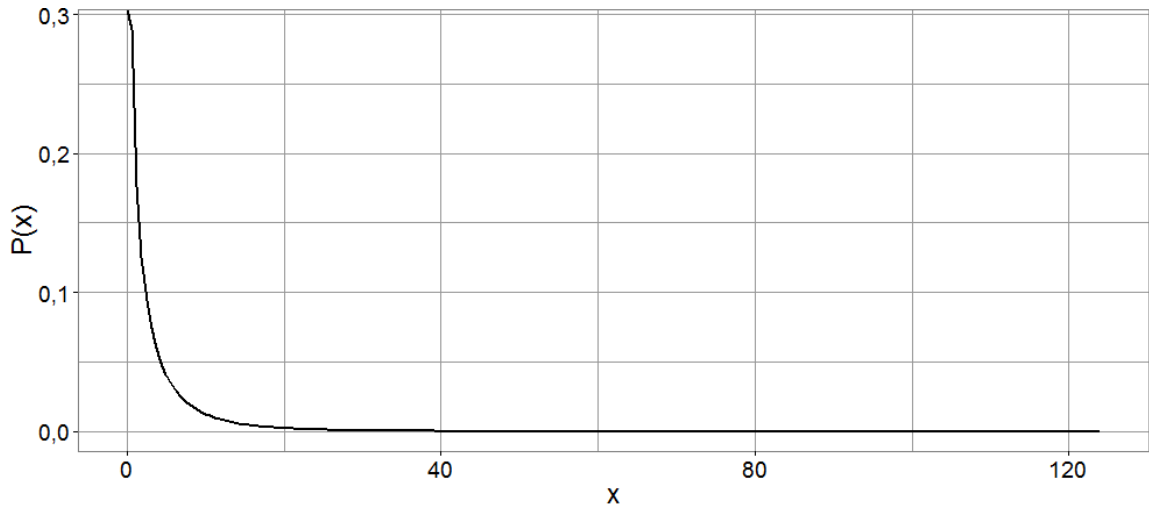
Rys.2.3.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 400kV



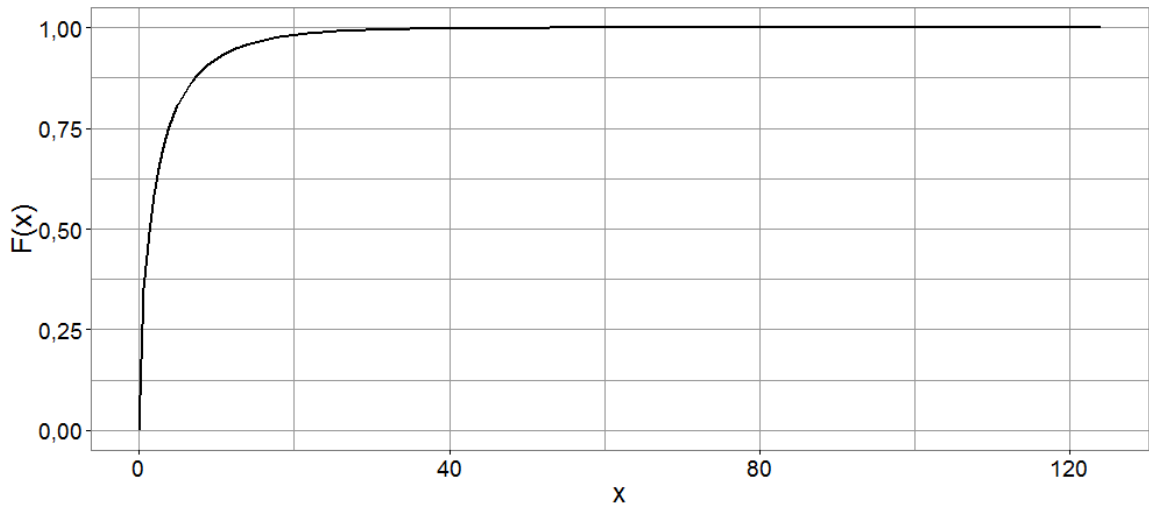
Rys.2.3.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 400kV



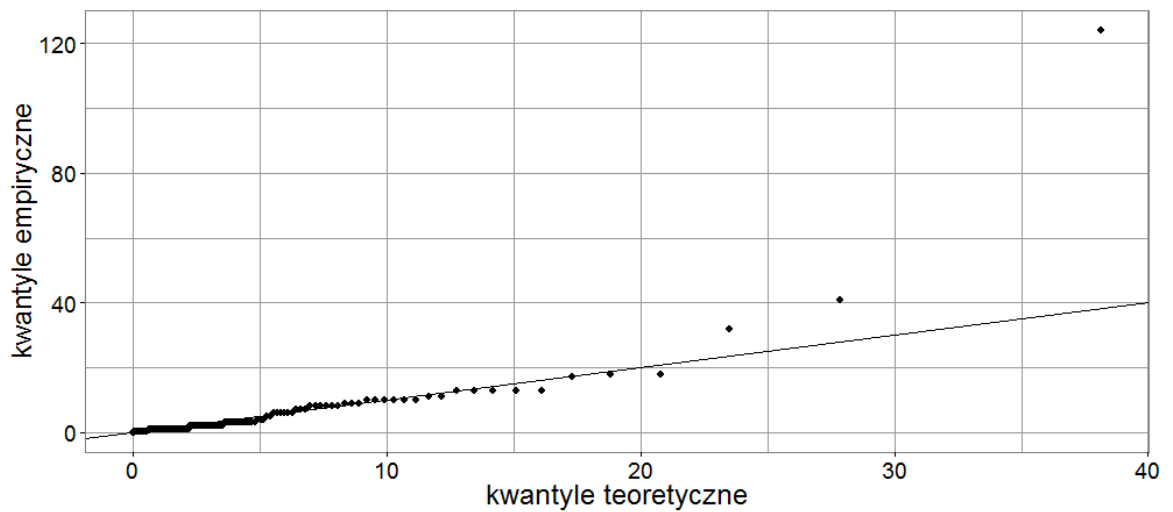
Rys.2.3.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 400kV



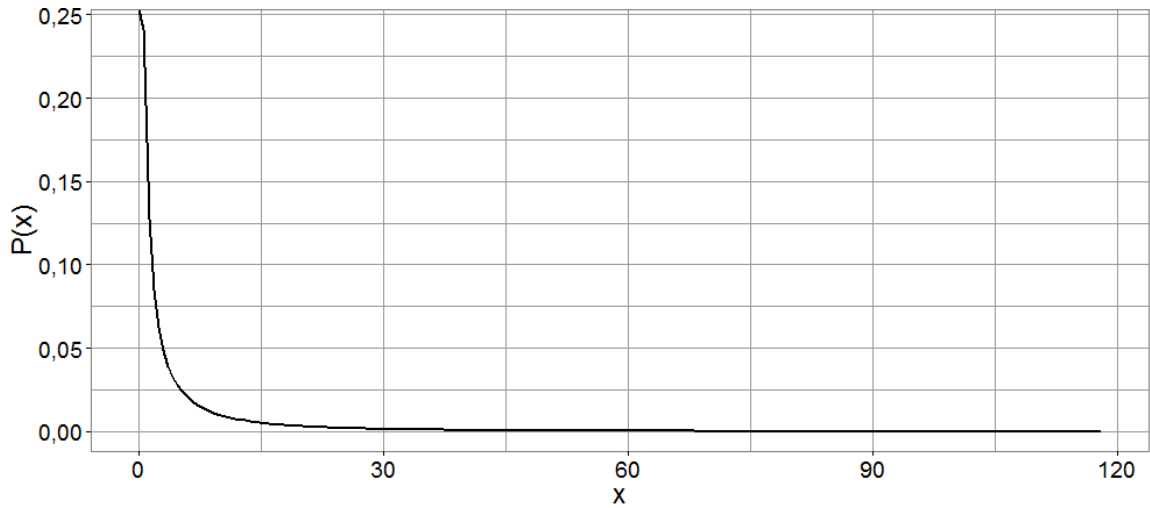
Rys.2.4.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 400kV



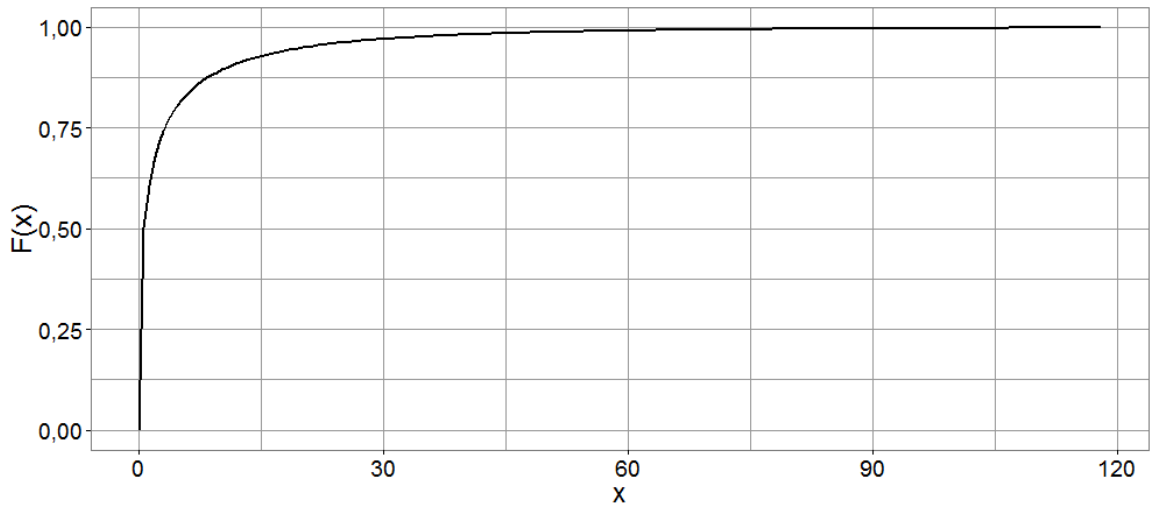
Rys.2.4.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 400kV



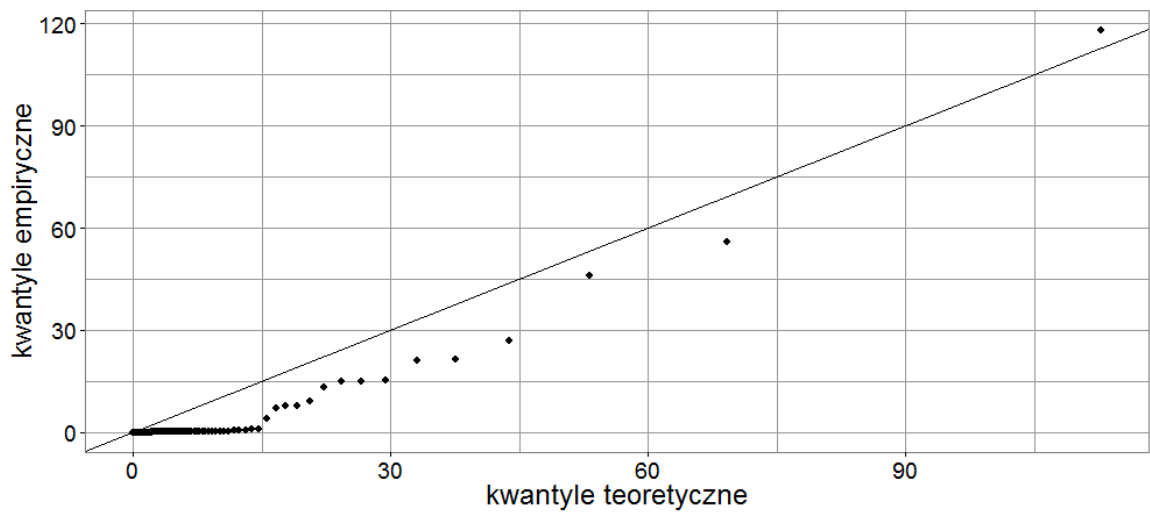
Rys.2.4.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 400kV



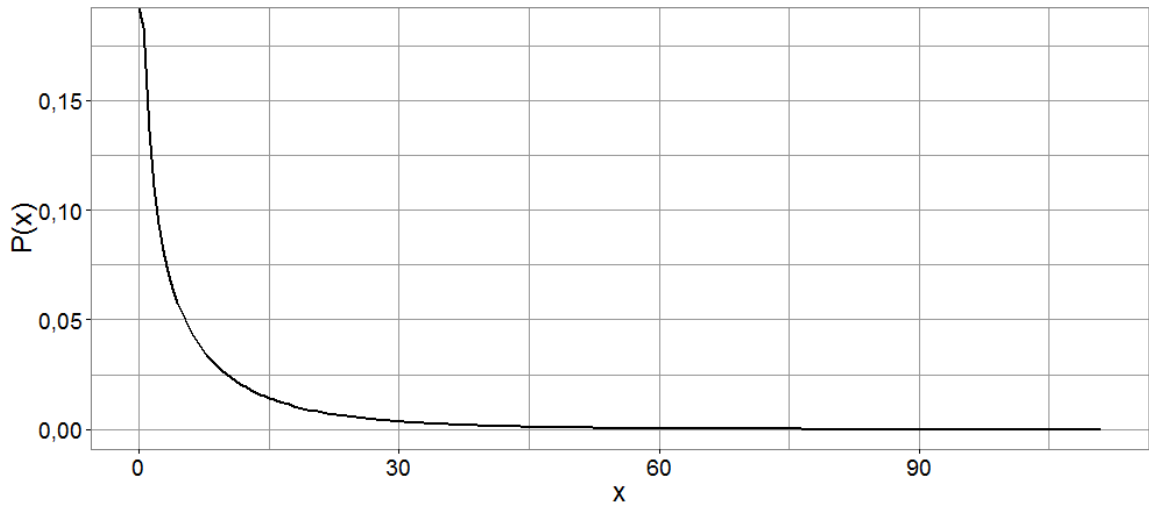
Rys.2.5.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 400kV



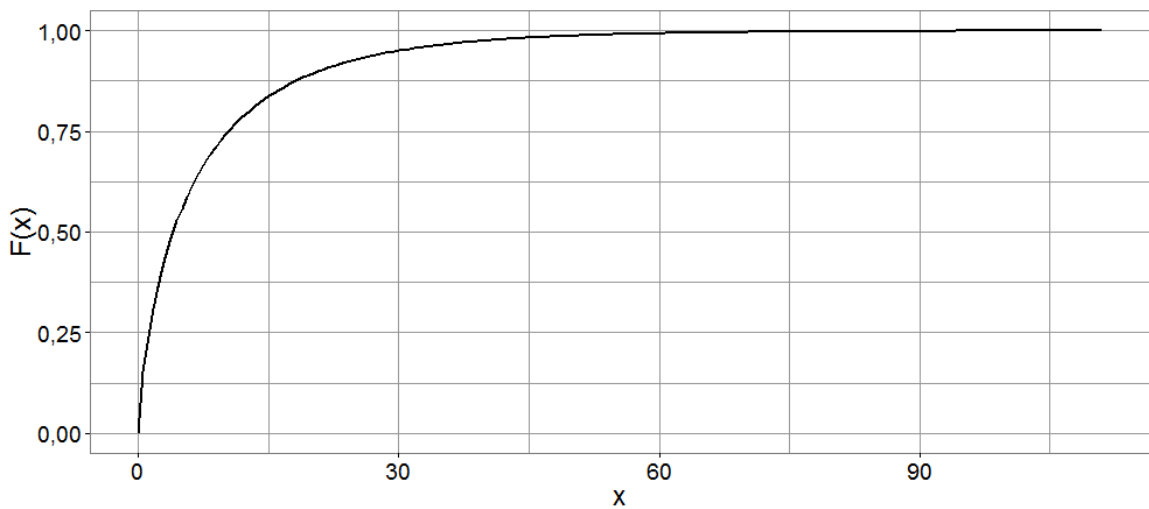
Rys.2.5.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 400kV



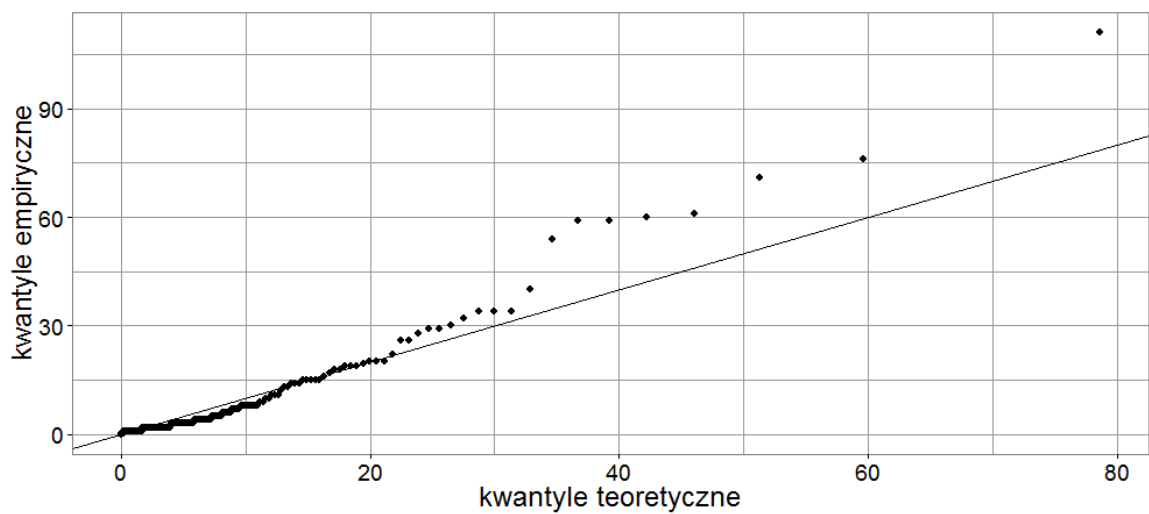
Rys.2.5.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 400kV



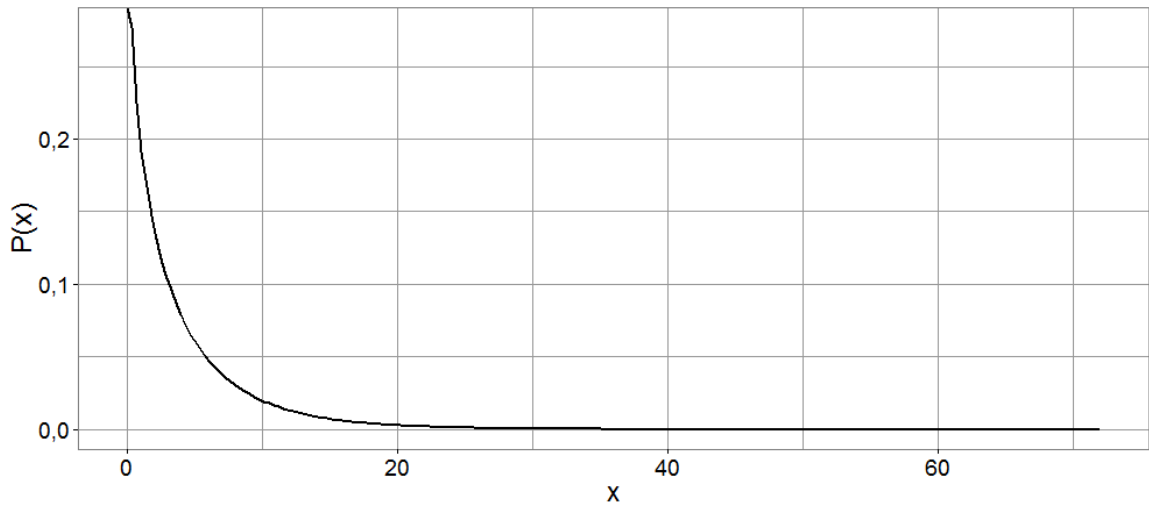
Rys.2.6.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 400kV



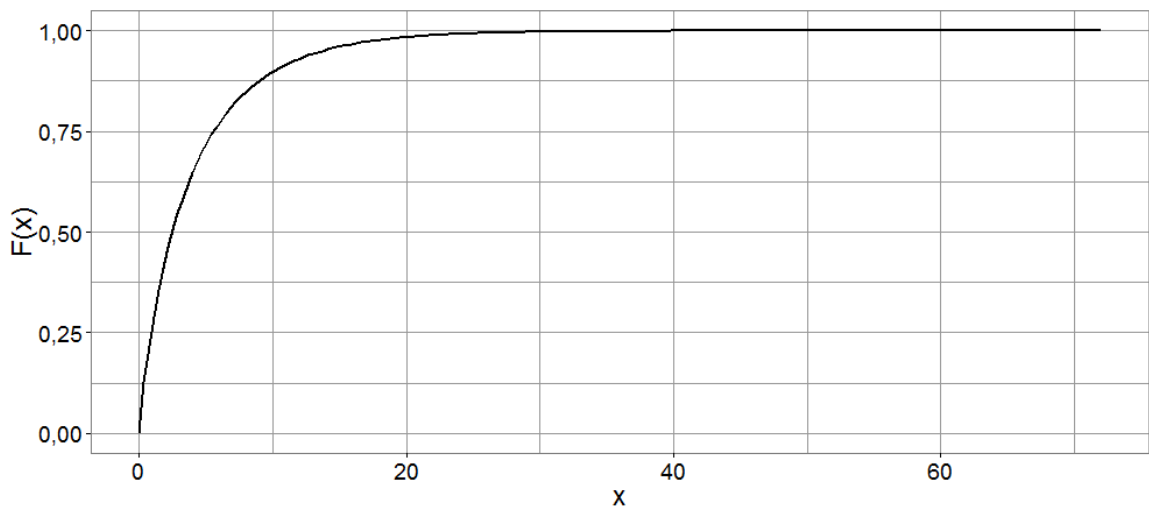
Rys.2.6.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 400kV



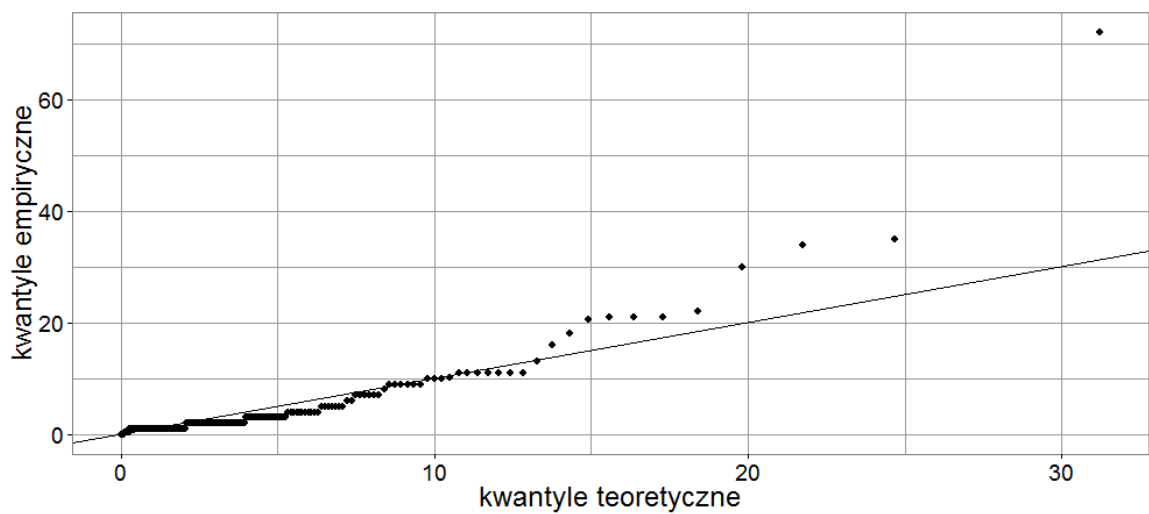
Rys.2.6.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 400kV



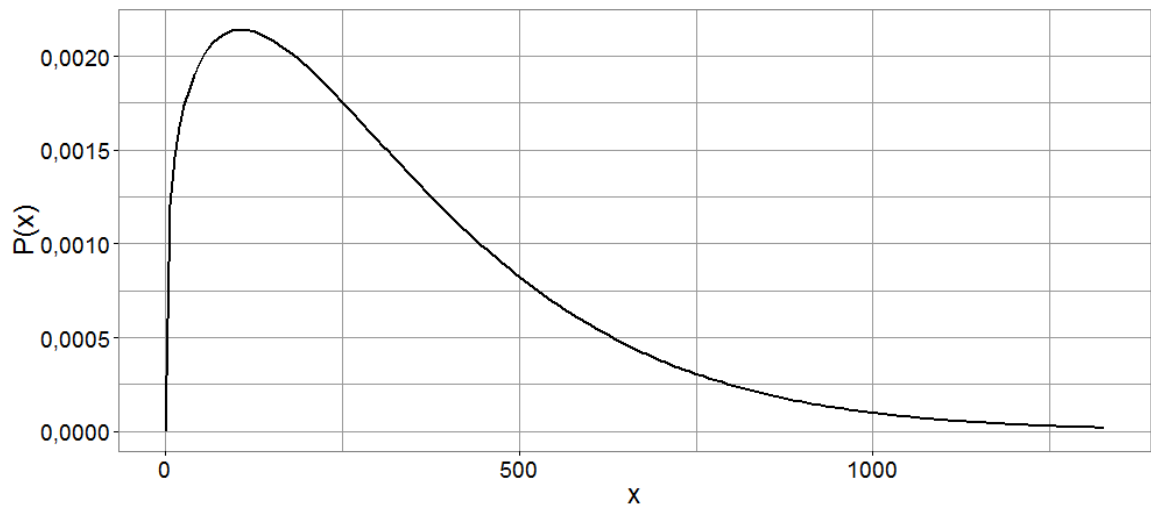
Rys.2.7.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 400kV



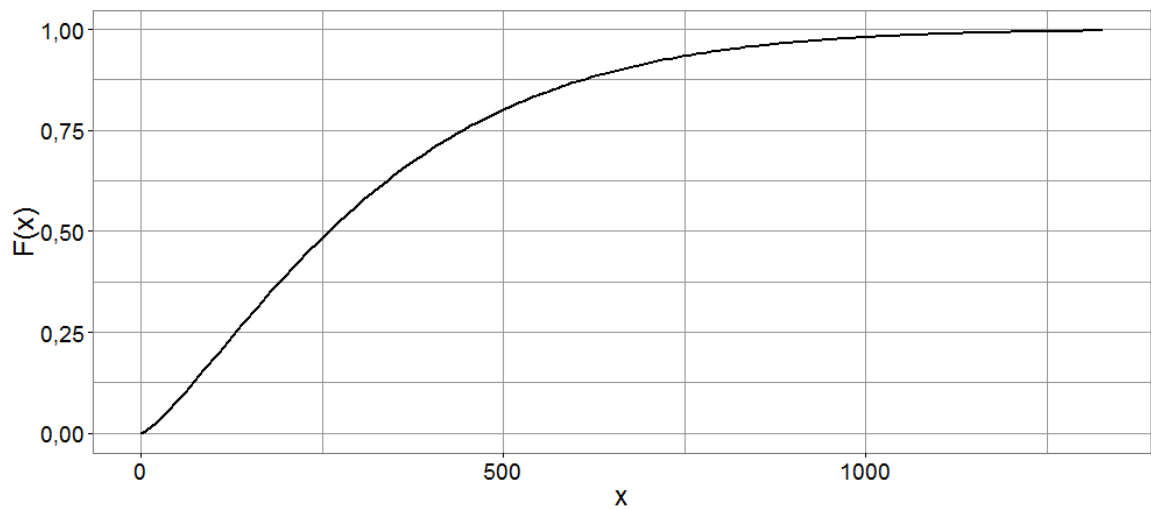
Rys.2.7.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 400kV



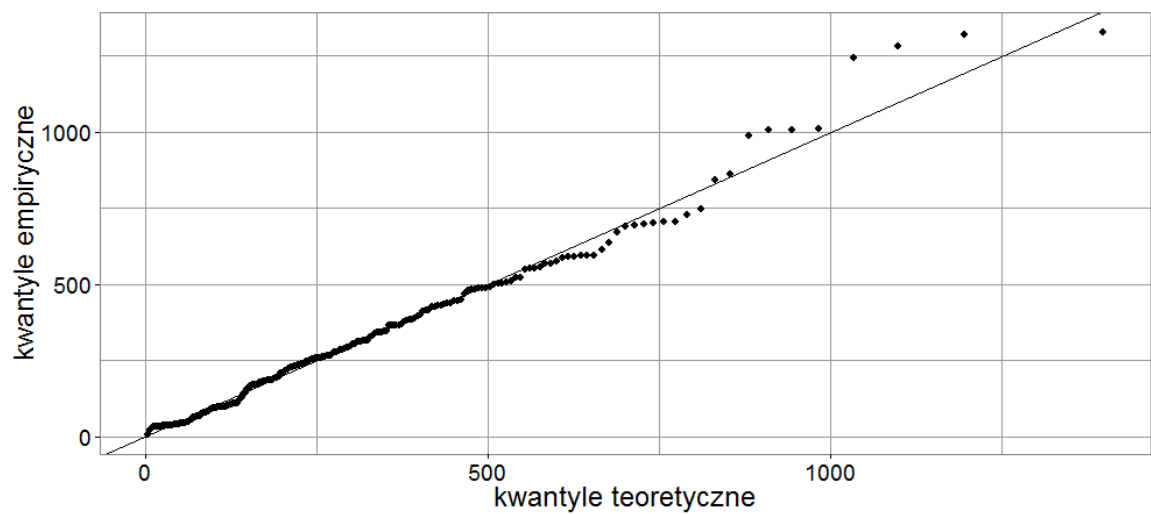
Rys.2.7.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 400kV



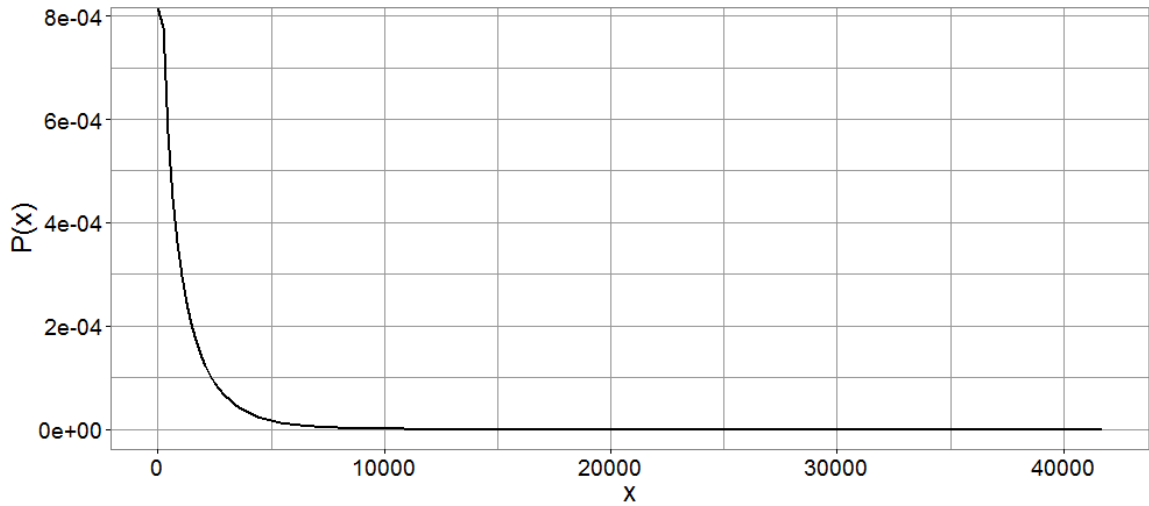
Rys.2.8.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



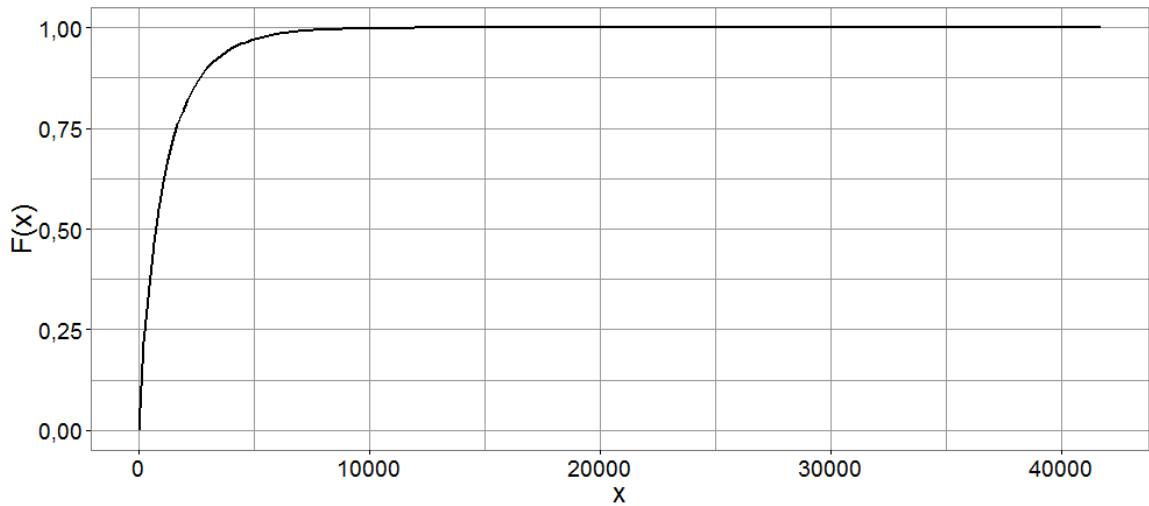
Rys.2.8.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



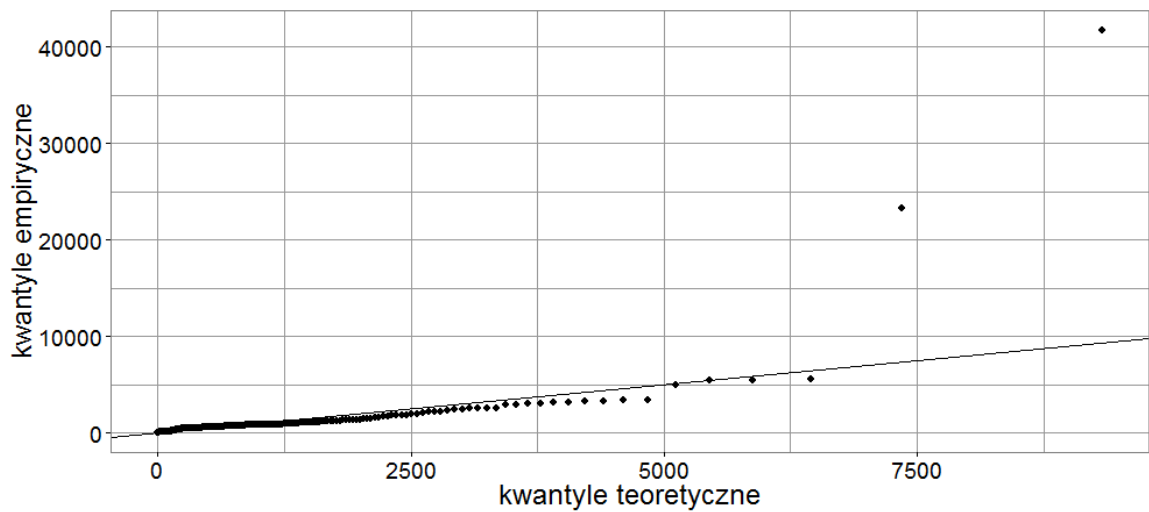
Rys.2.8.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



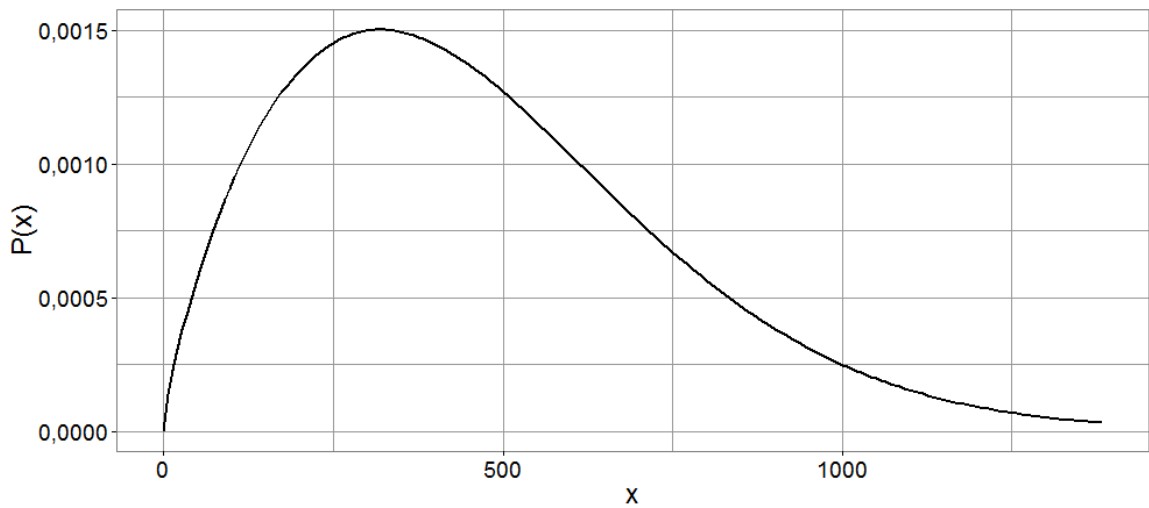
Rys.2.9.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



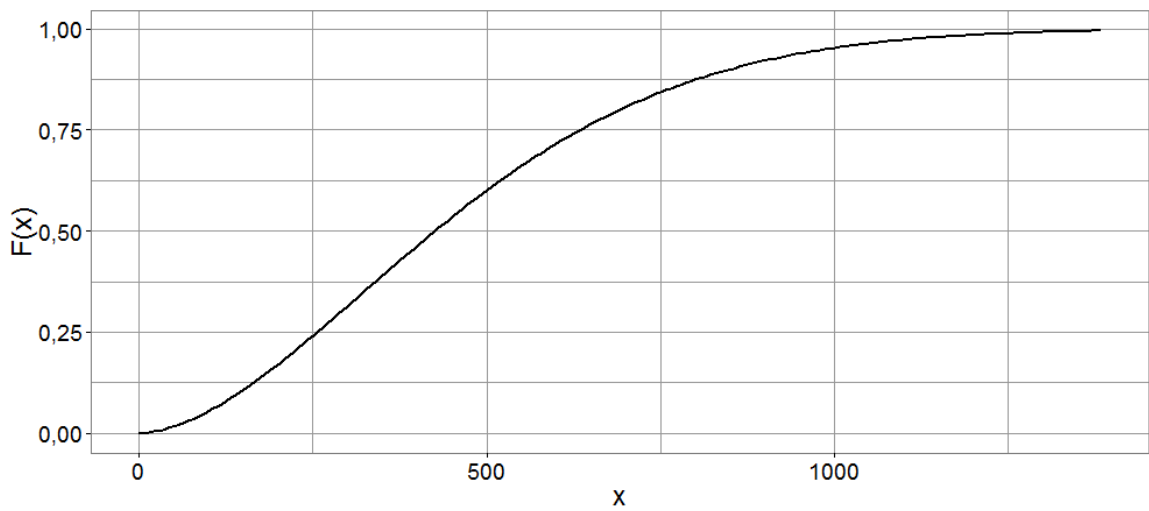
Rys.2.9.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



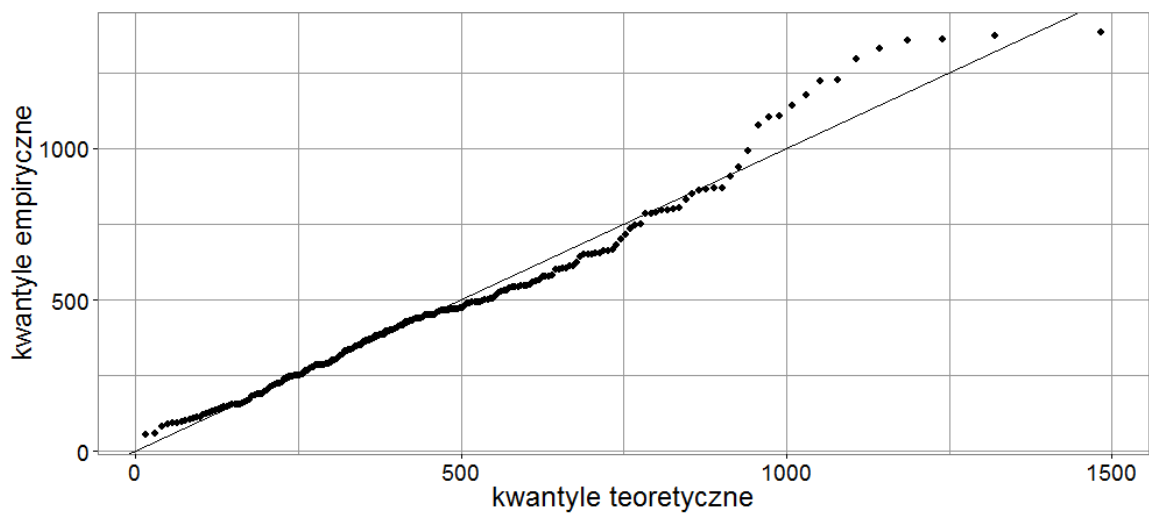
Rys.2.9.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 400kV



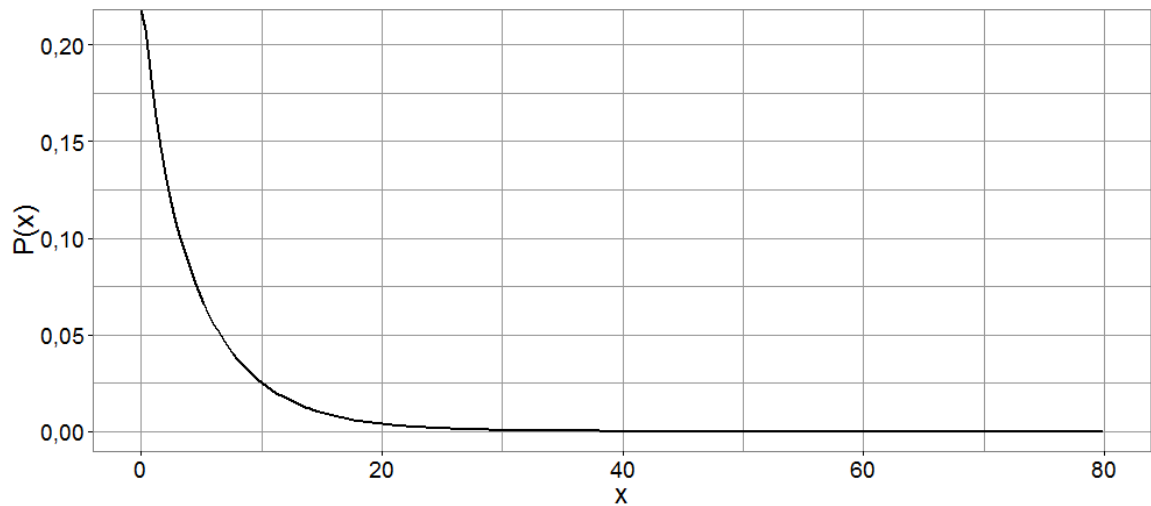
Rys.2.10.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 400kV



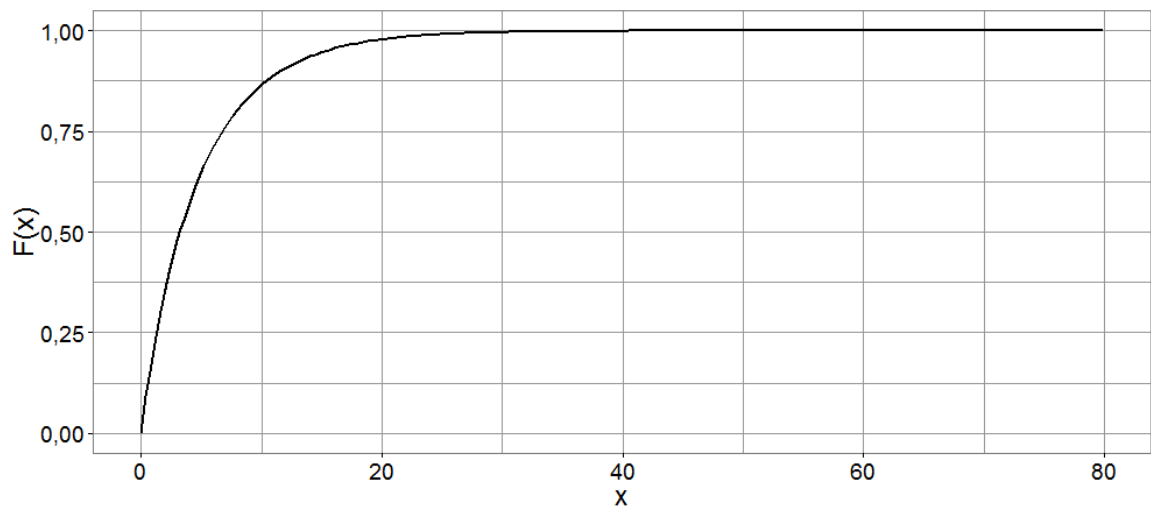
Rys.2.10.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 400kV



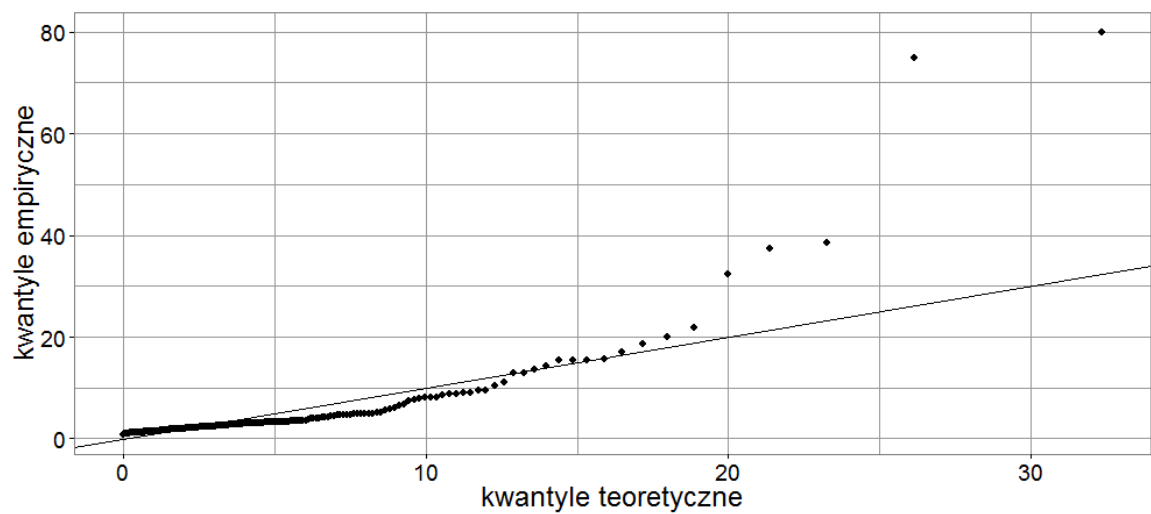
Rys.2.10.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 400kV



Rys.2.11.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 400kV



Rys.2.11.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 400kV

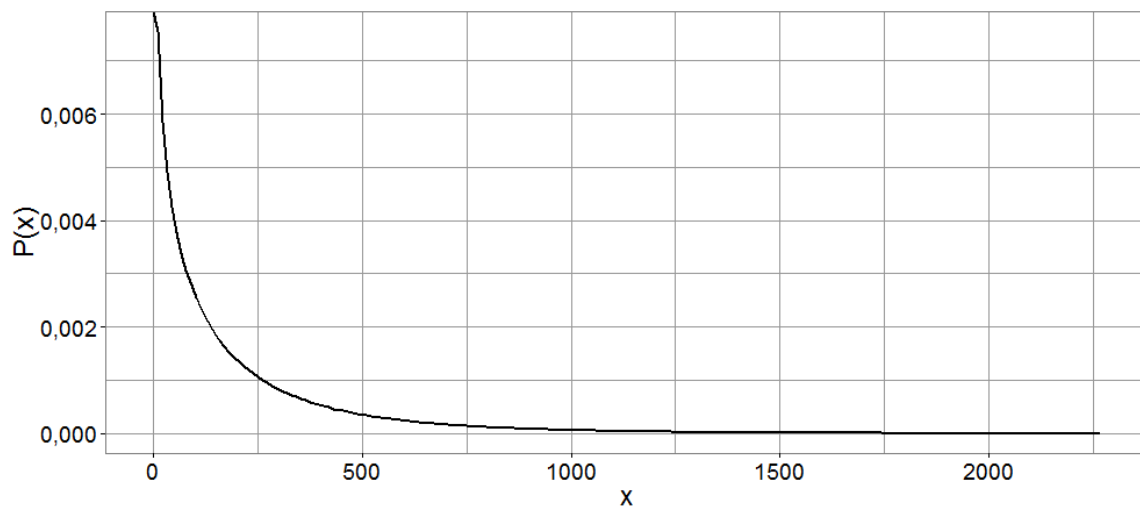


Rys.2.11.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 400kV

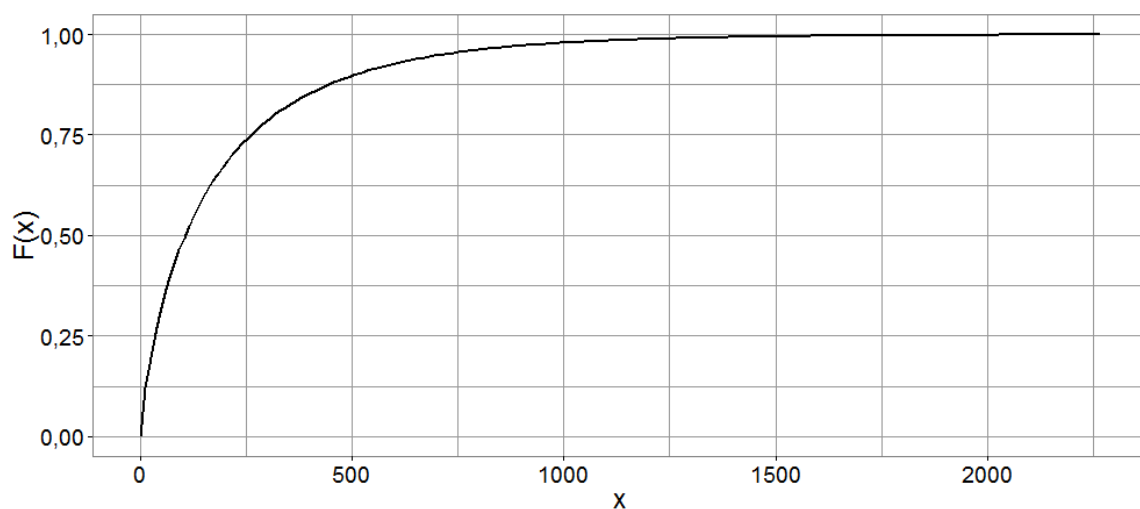
3. Izolatory przepustowe na napięcie 220kV

Tabela 3. Wartości parametrów kształtu k i skali λ rozkładu Weibulla stężeń gazów w oleju izolatorów na napięcie 220kV

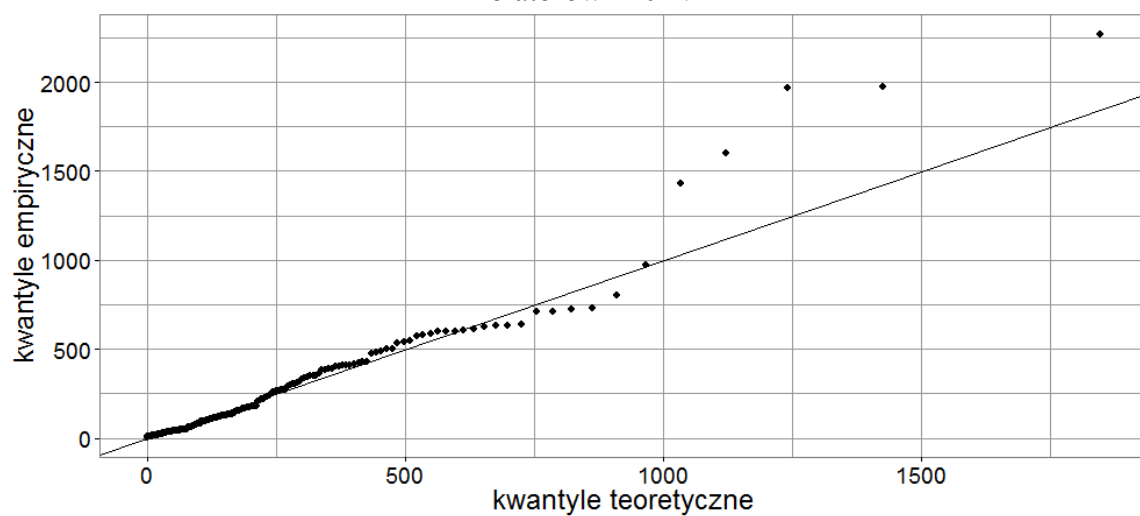
Lp.	Gaz	Parametr kształtu k	Odchylenie standardowe par. kształtu	Parametr skali λ	Odchylenie standardowe par. skali
1	Wodór H_2	0,76	0,037	169,09	15,269
2	Metan CH_4	0,96	0,041	17,76	1,275
3	Etan C_2H_6	0,62	0,026	16,12	1,802
4	Etylen C_2H_4	0,93	0,047	2,33	0,176
5	Acetylen C_2H_2	1	0,064	0,8	0,07
6	Propan C_3H_8	0,64	0,026	13,06	1,441
7	Propylen C_3H_6	1,11	0,053	4,39	0,279
8	Tlenek węgla CO	1,46	0,073	293,42	13,825
9	Dwutlenek węgla CO_2	0,77	0,037	1753,65	155,054
10	Suma gazów palnych SGP	1,45	0,069	604,53	28,569
11	CO_2/CO	1,02	0,048	7,6	0,516



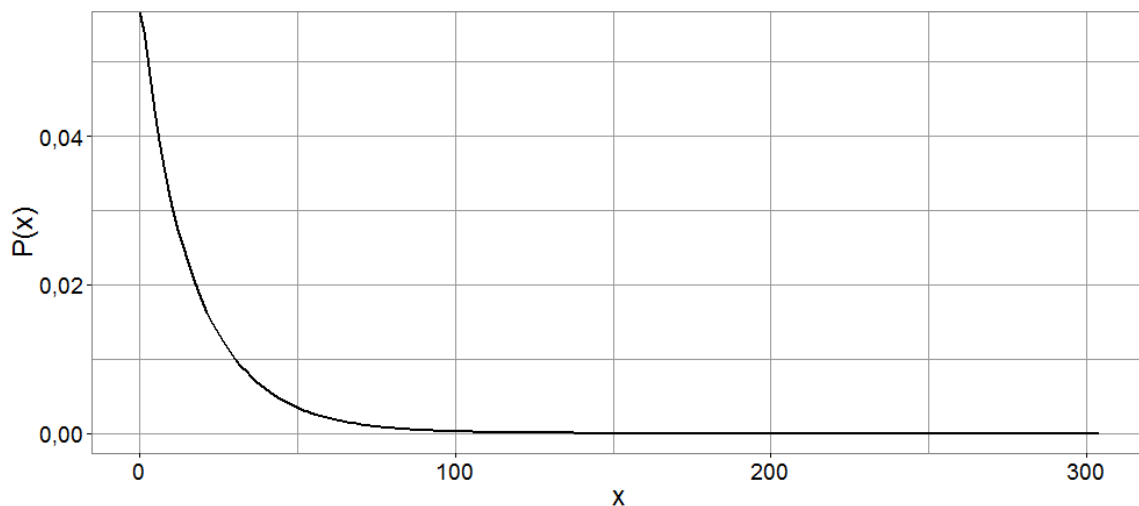
Rys.3.1.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 220kV



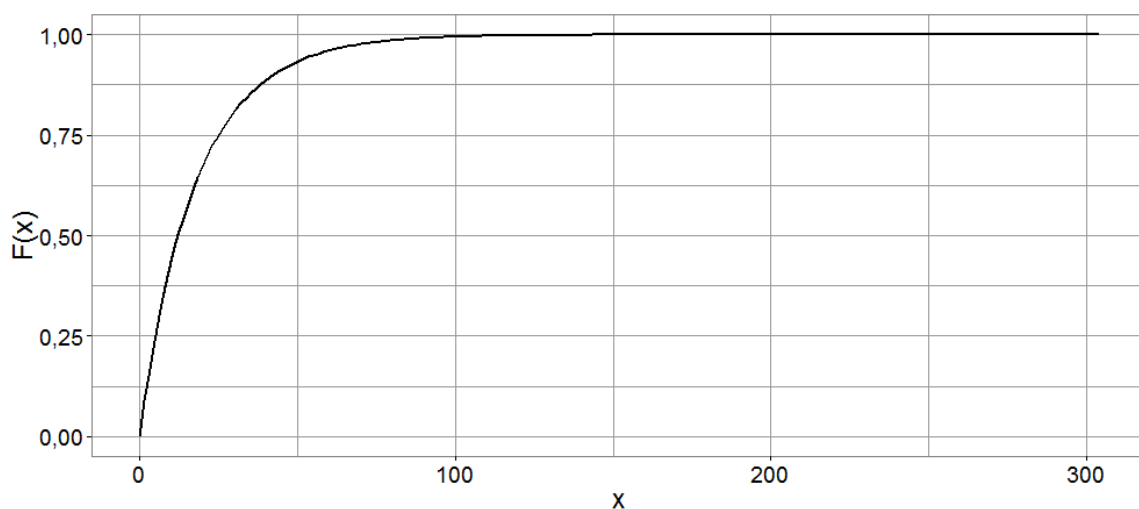
Rys.3.1.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 220kV



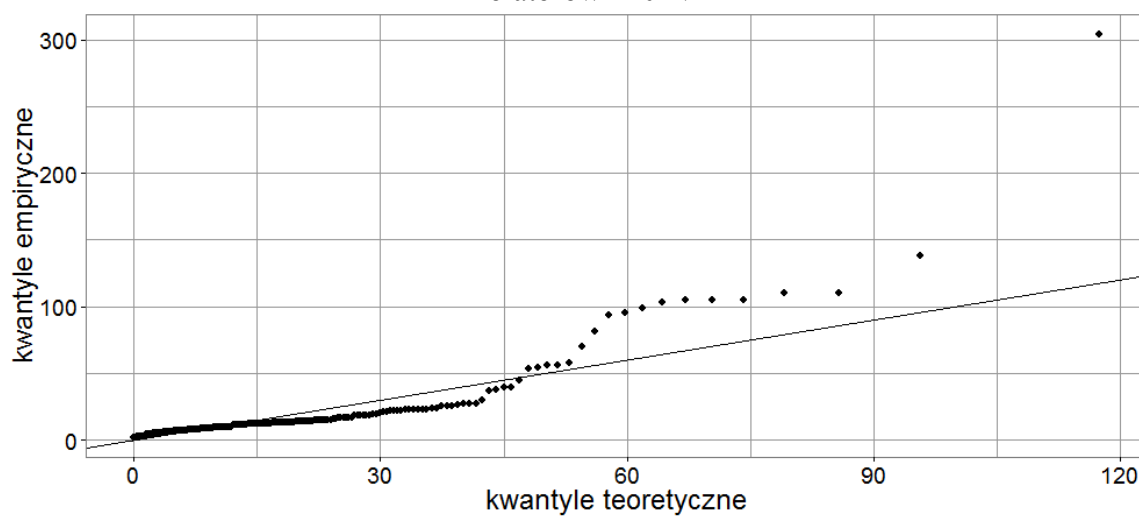
Rys.3.1.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 220kV



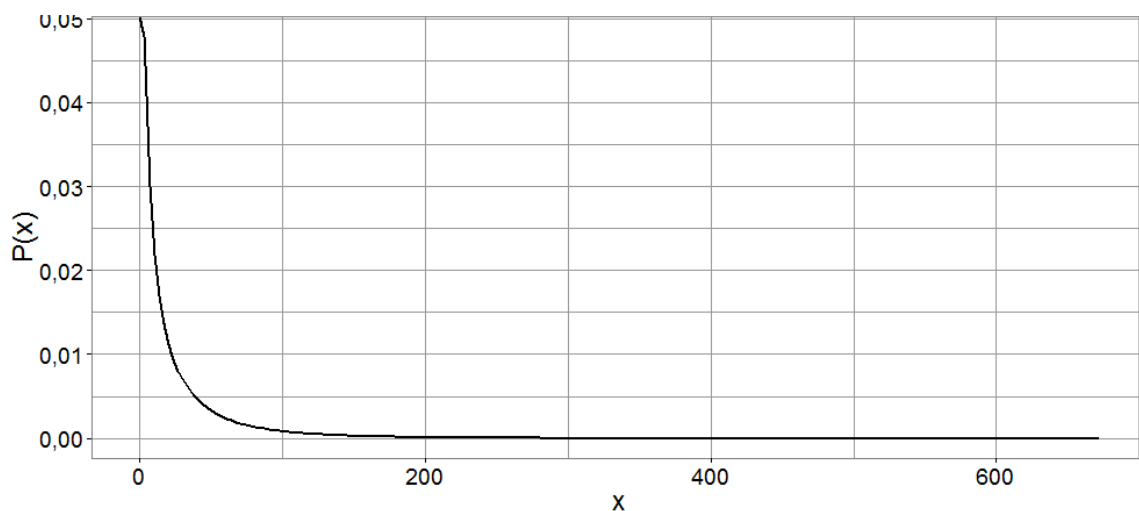
Rys.3.2.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 220kV



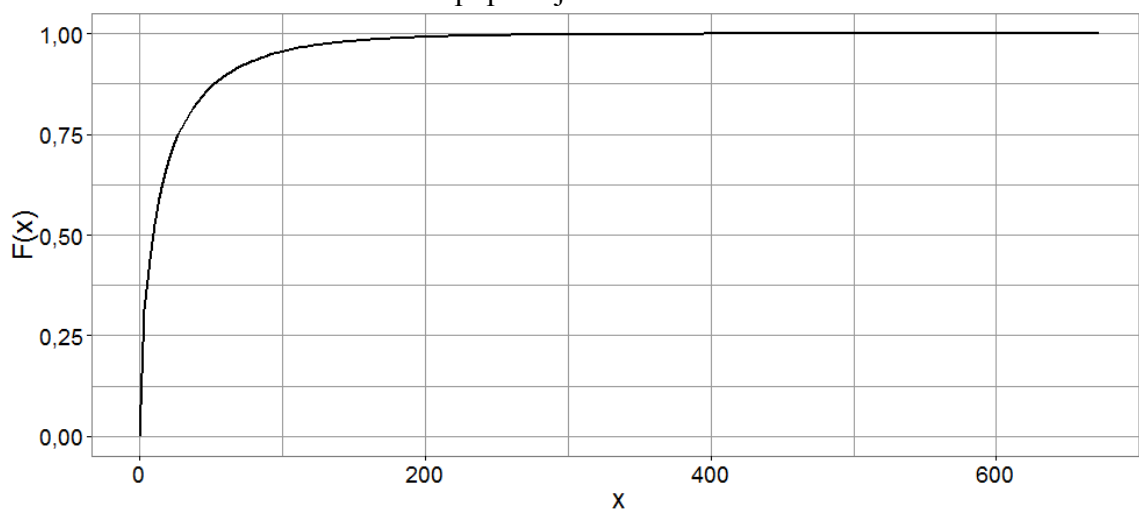
Rys.3.2.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 220kV



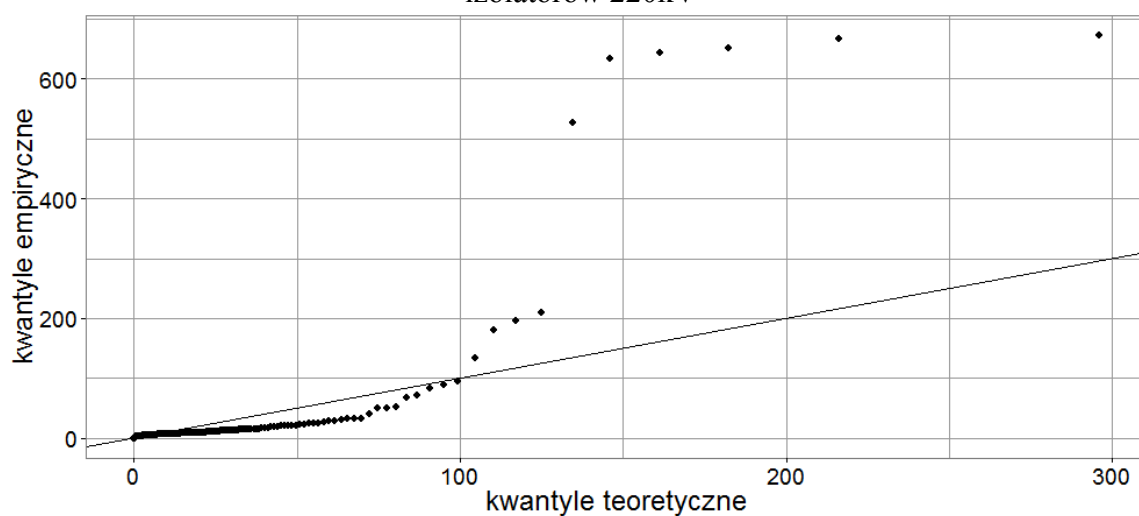
Rys.3.2.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 220kV



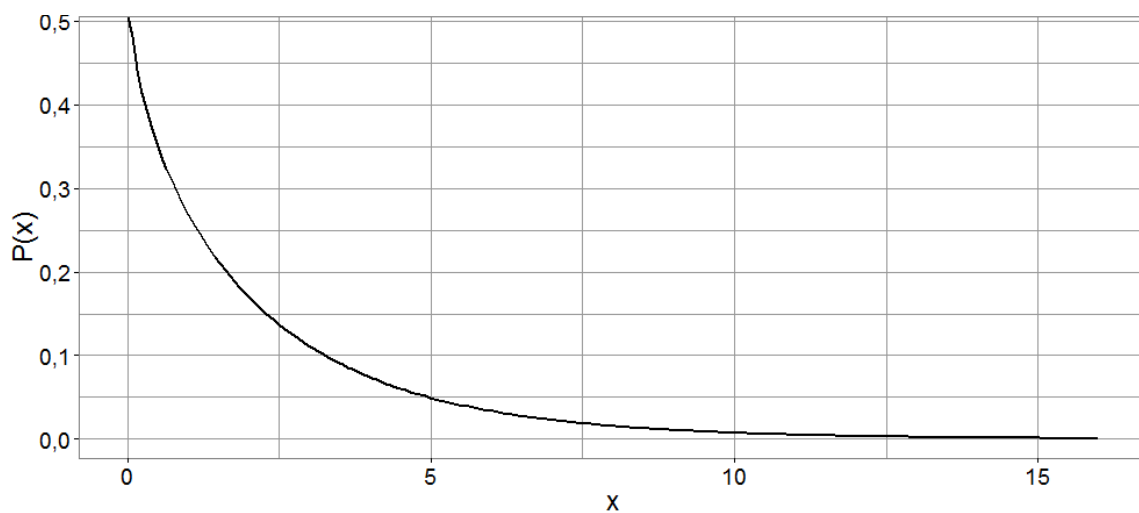
Rys.3.3.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 220kV



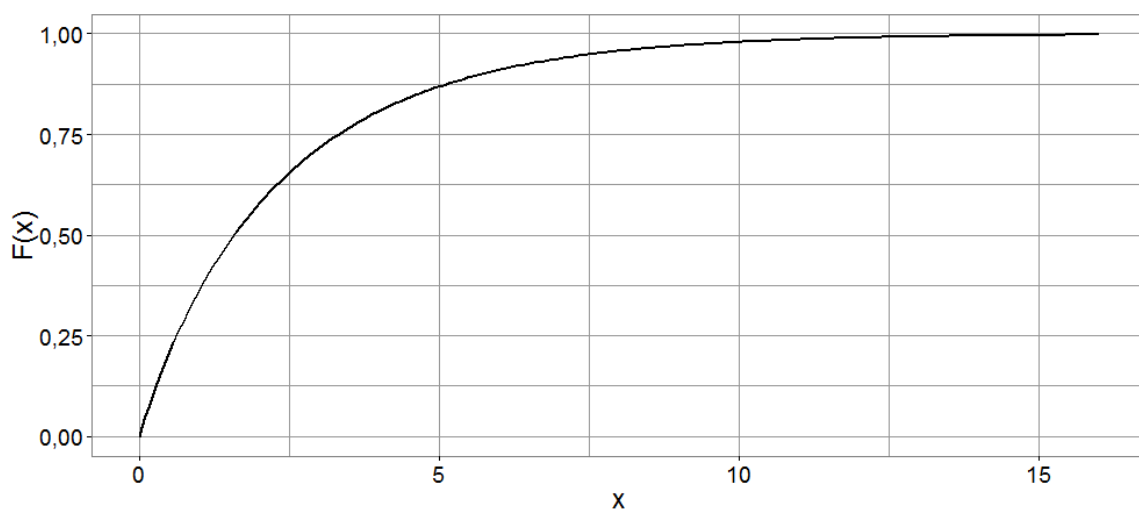
Rys.3.3.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 220kV



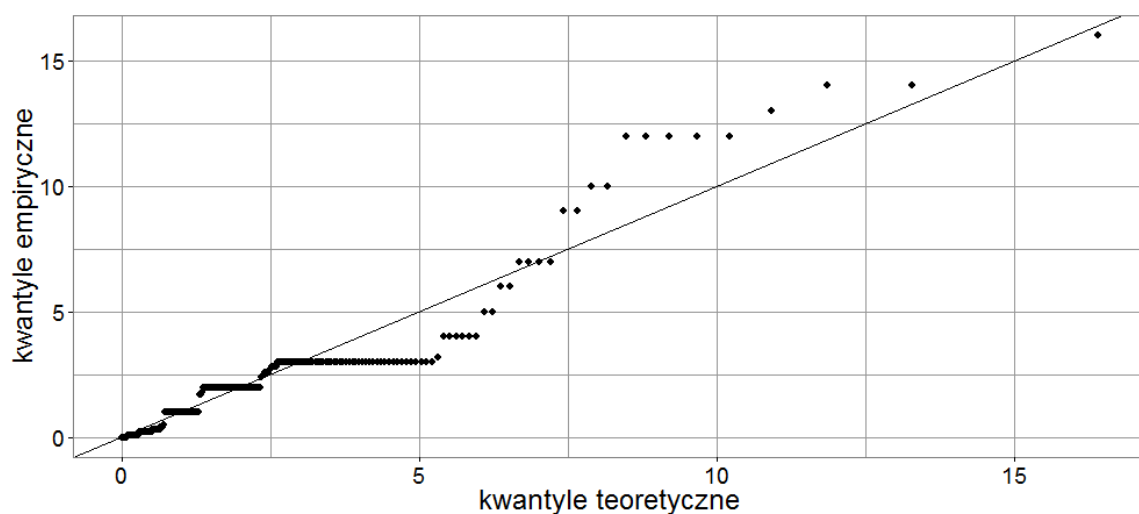
Rys.3.3.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 220kV



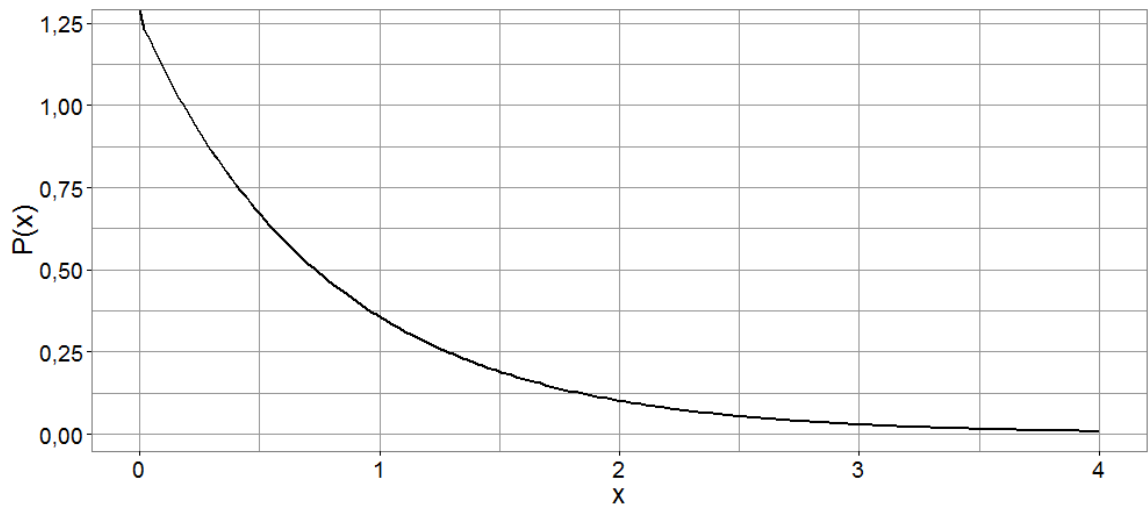
Rys.3.4.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 220kV



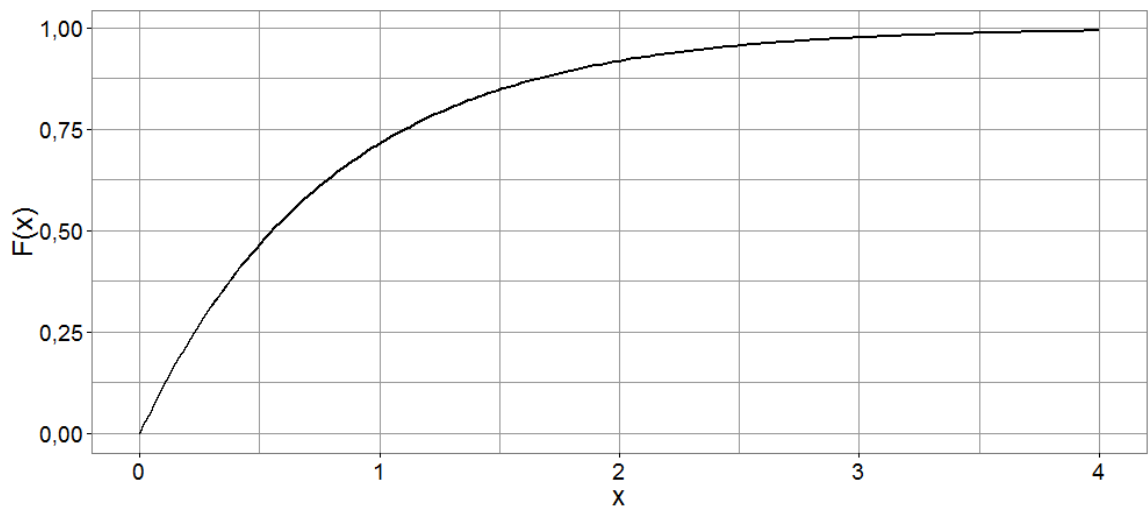
Rys.3.4.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 220kV



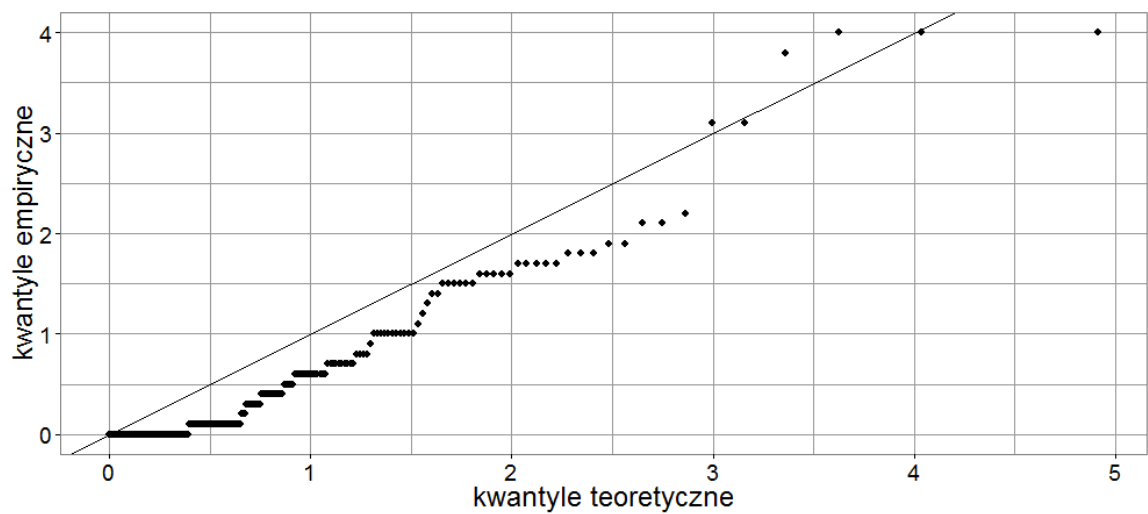
Rys.3.4.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 220kV



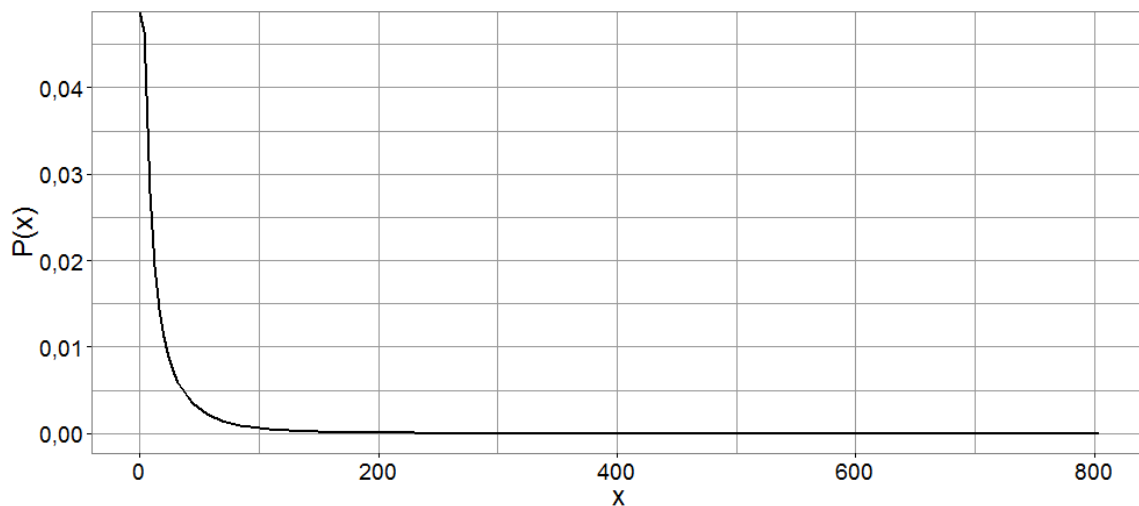
Rys.3.5.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 220kV



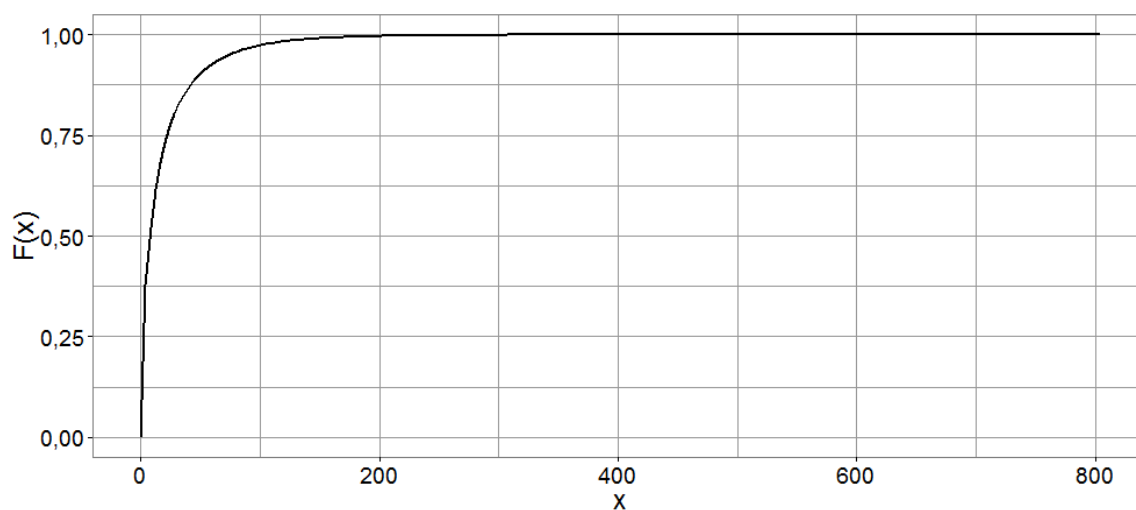
Rys.3.5.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 220kV



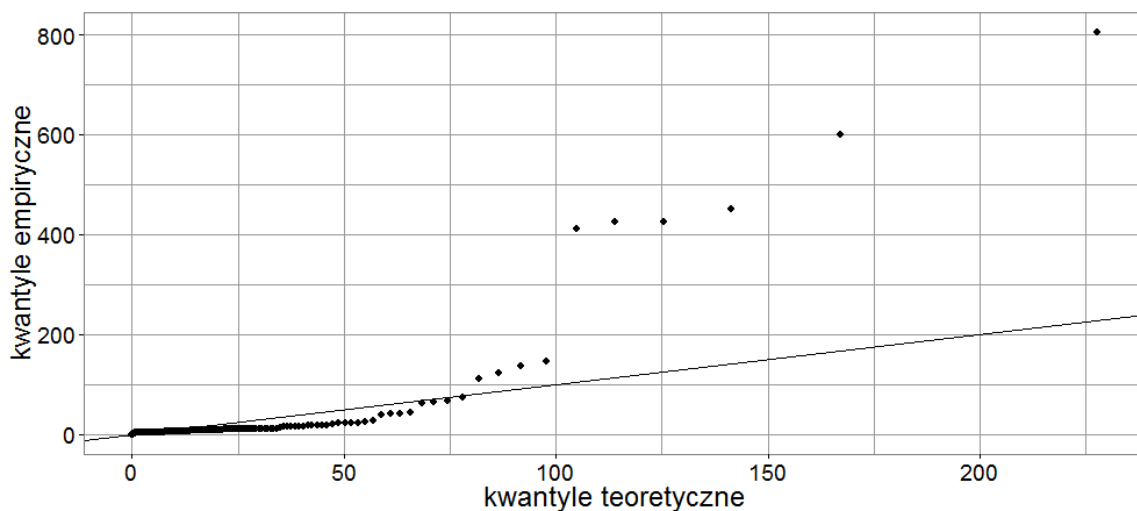
Rys.3.5.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 220kV



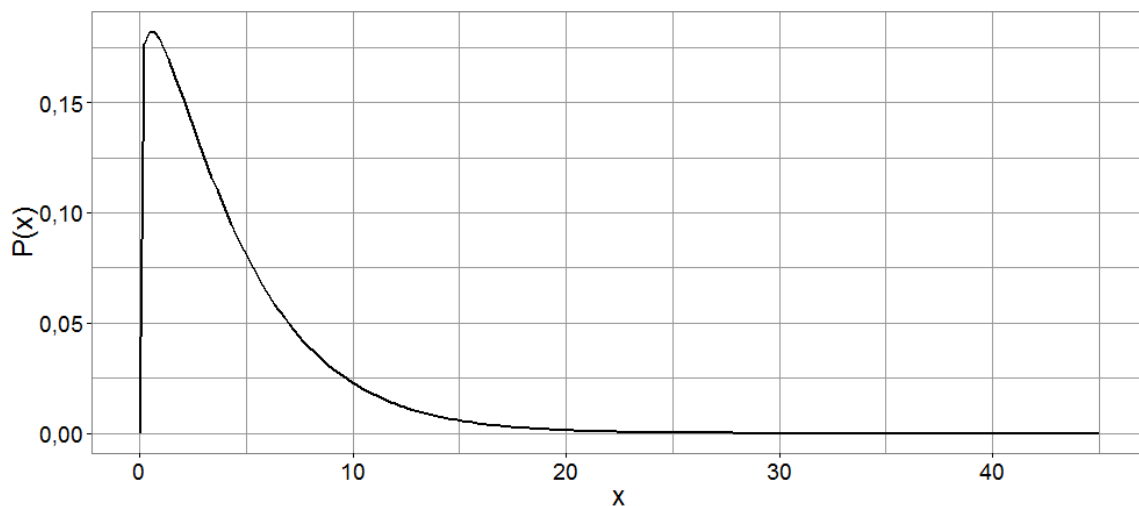
Rys.3.6.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 220kV



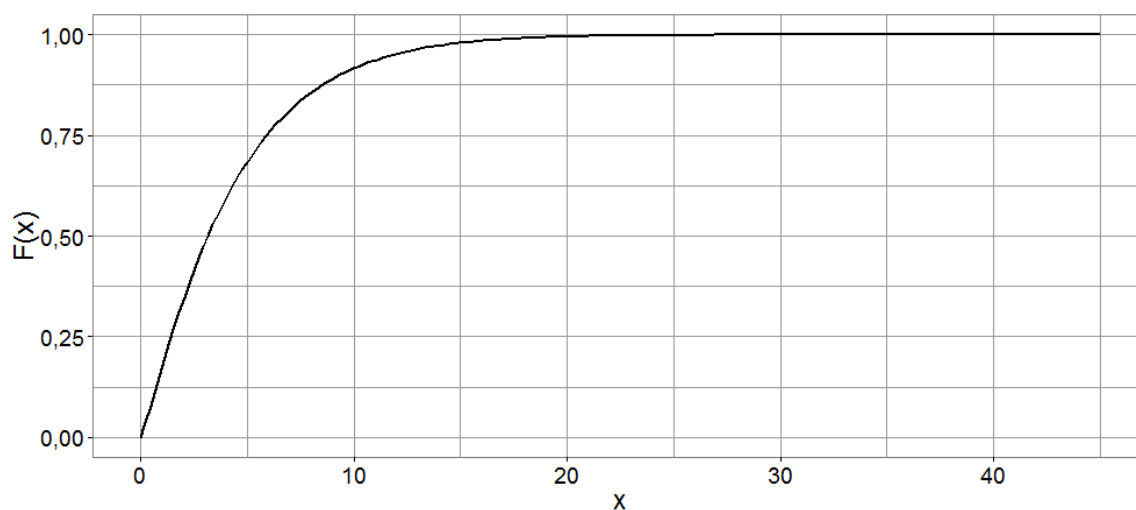
Rys.3.6.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 220kV



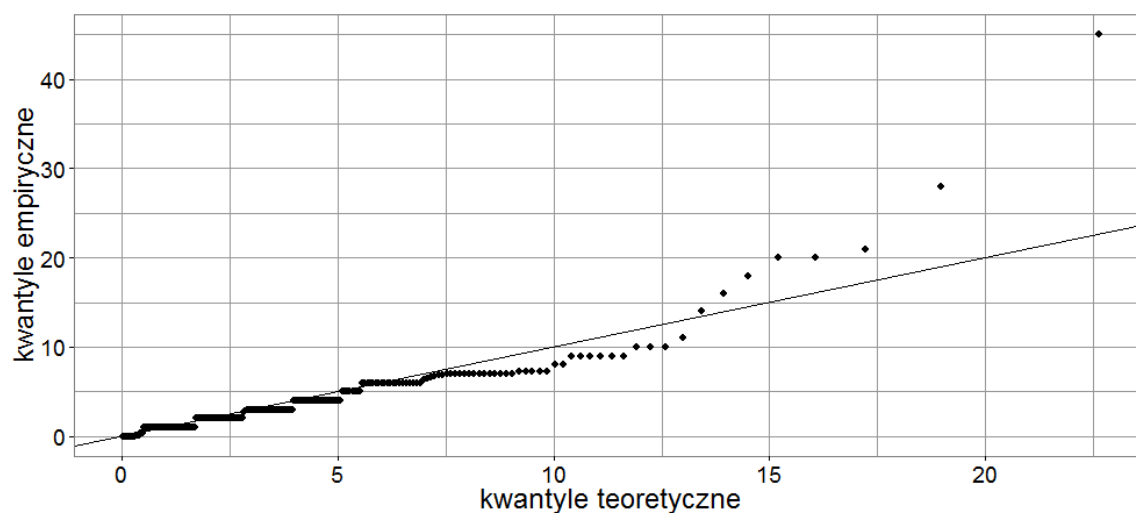
Rys.3.6.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 220kV



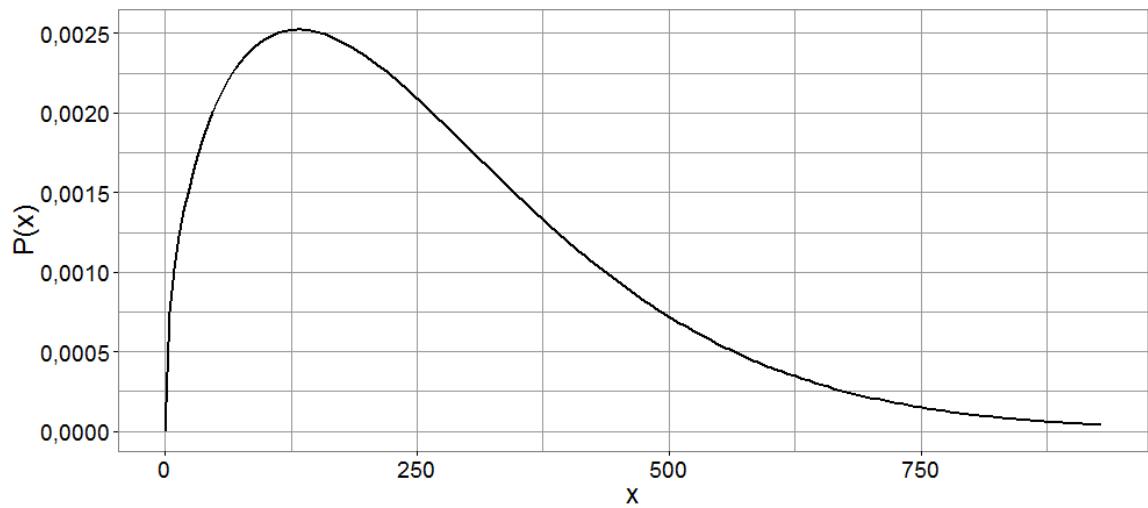
Rys.3.7.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 220kV



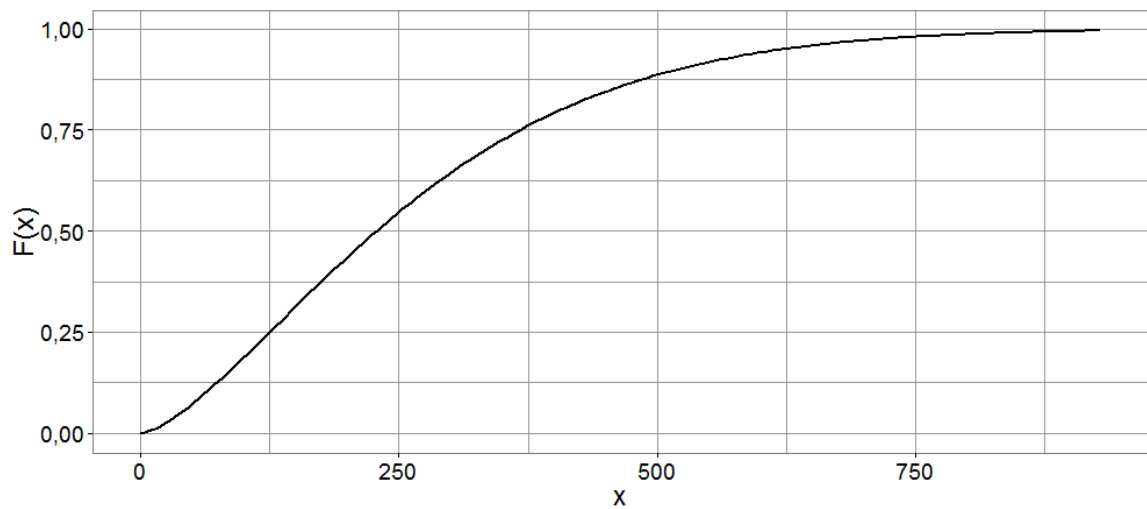
Rys.3.7.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 220kV



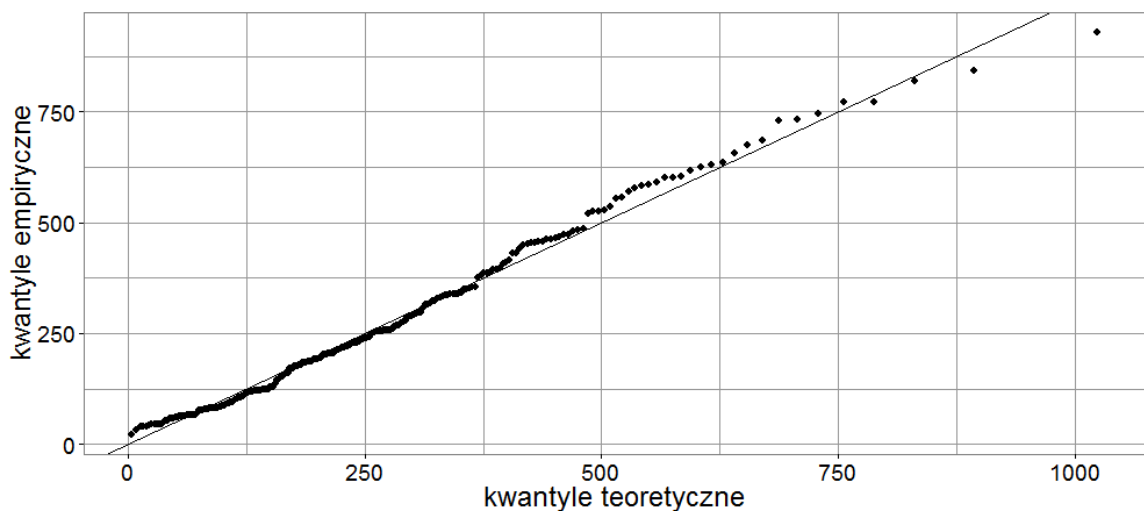
Rys.3.7.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 220kV



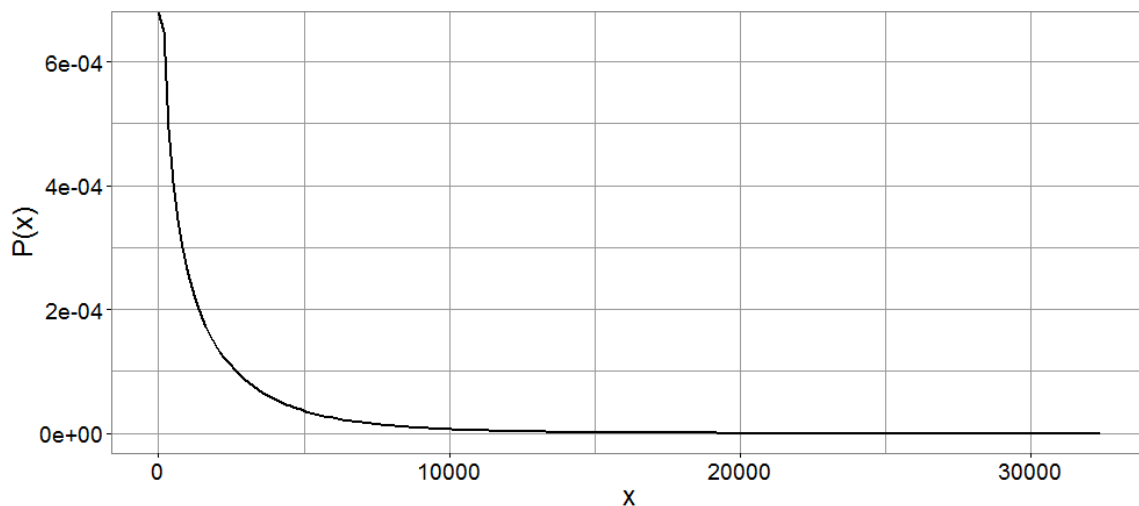
Rys.3.8.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



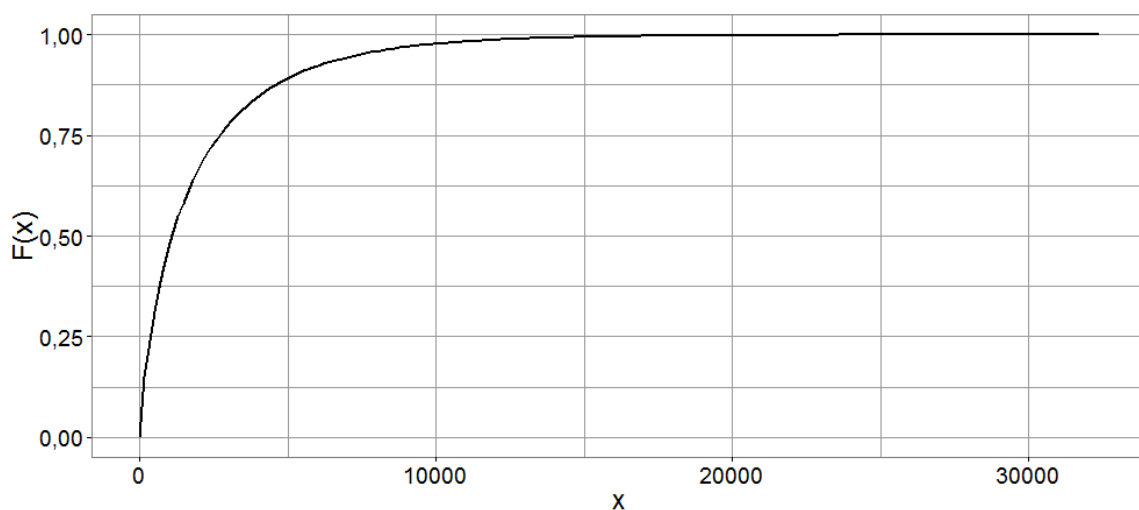
Rys.3.8.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



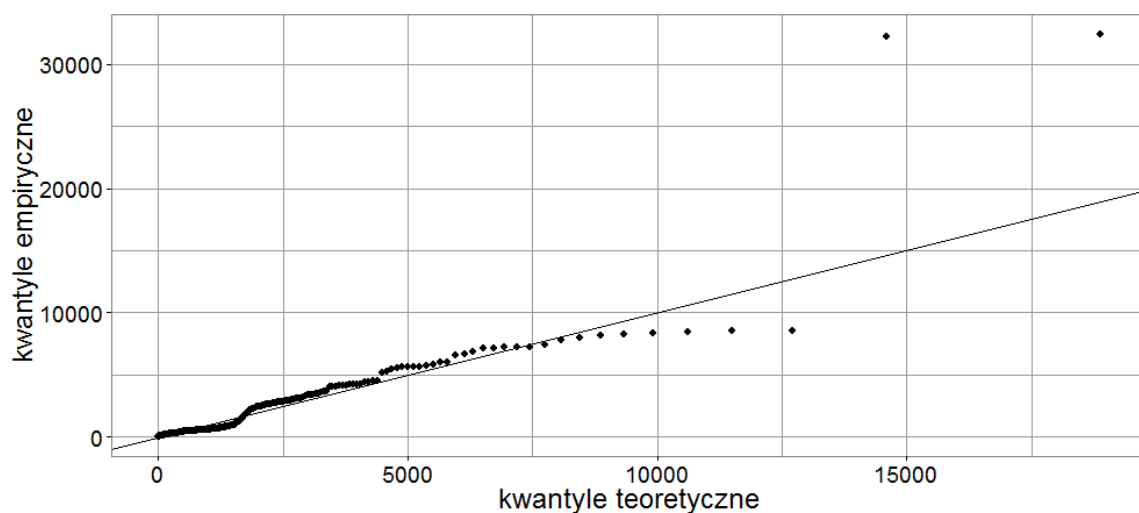
Rys.3.8.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



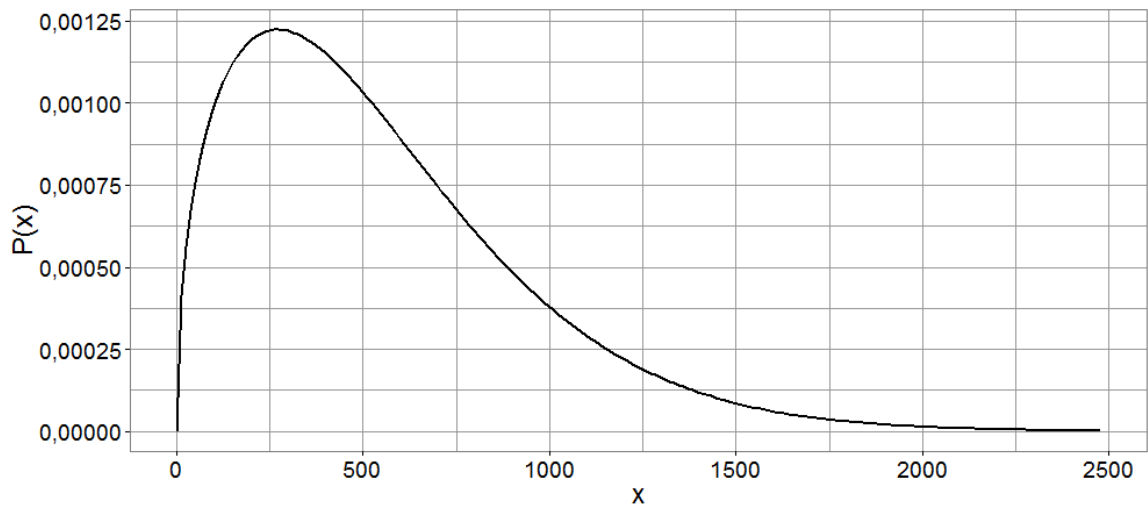
Rys.3.9.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



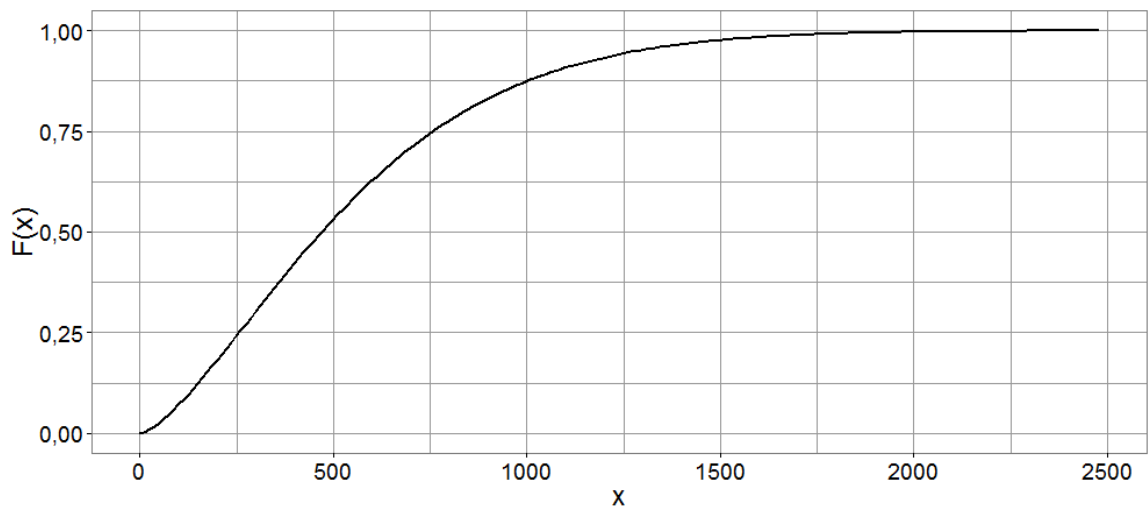
Rys.3.9.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



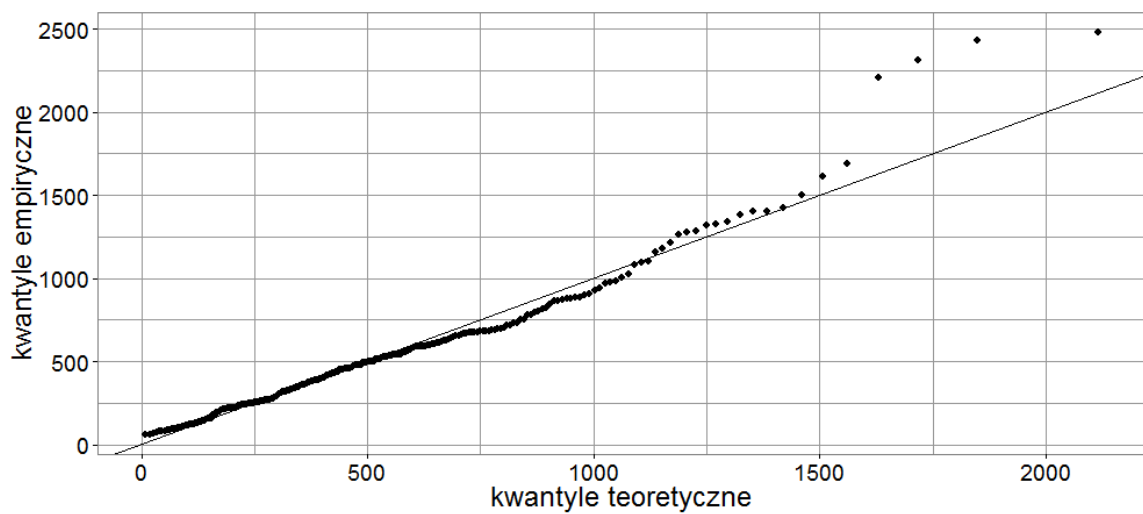
Rys.3.9.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 220kV



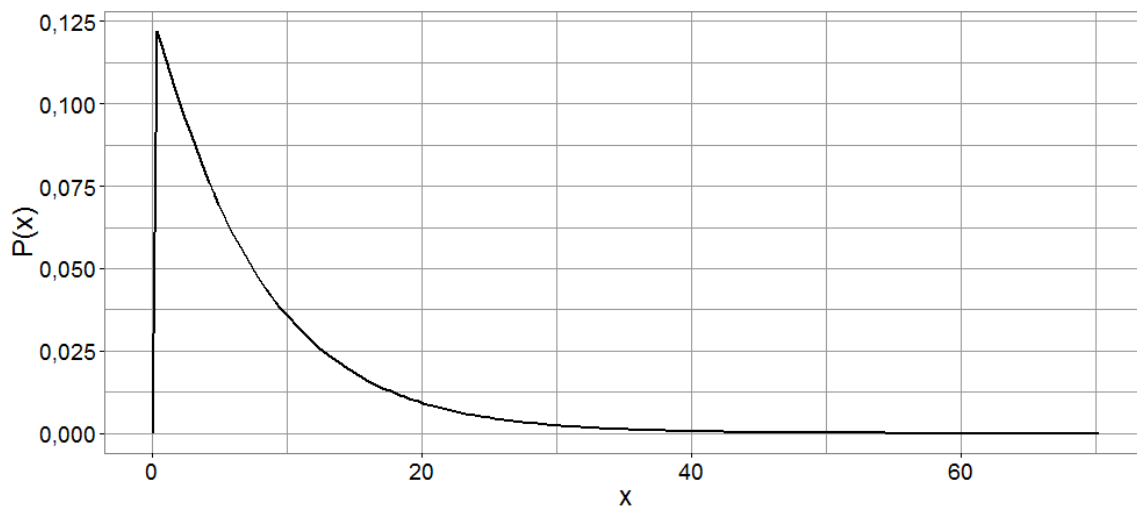
Rys.3.10.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 220kV



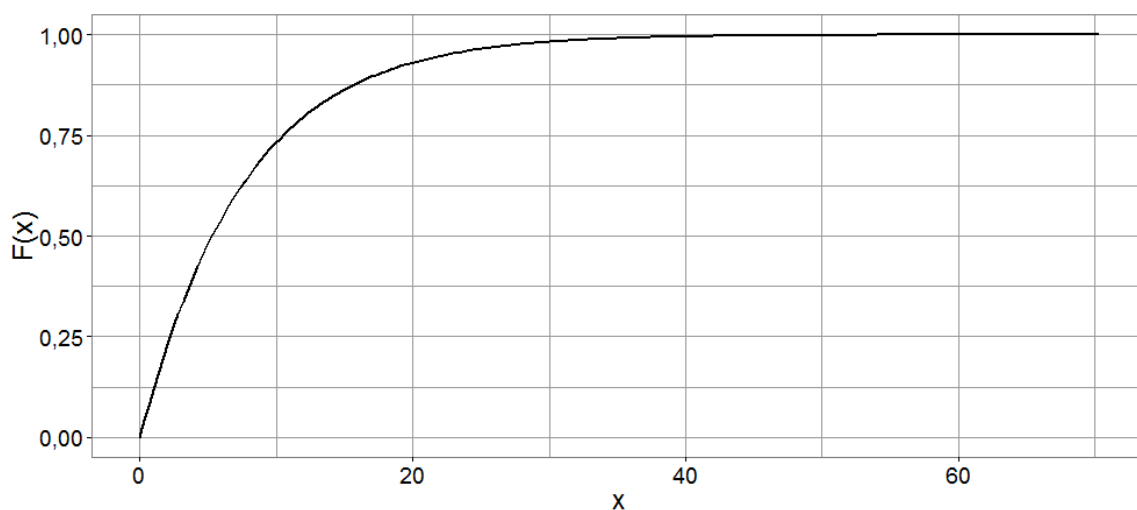
Rys.3.10.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 220kV



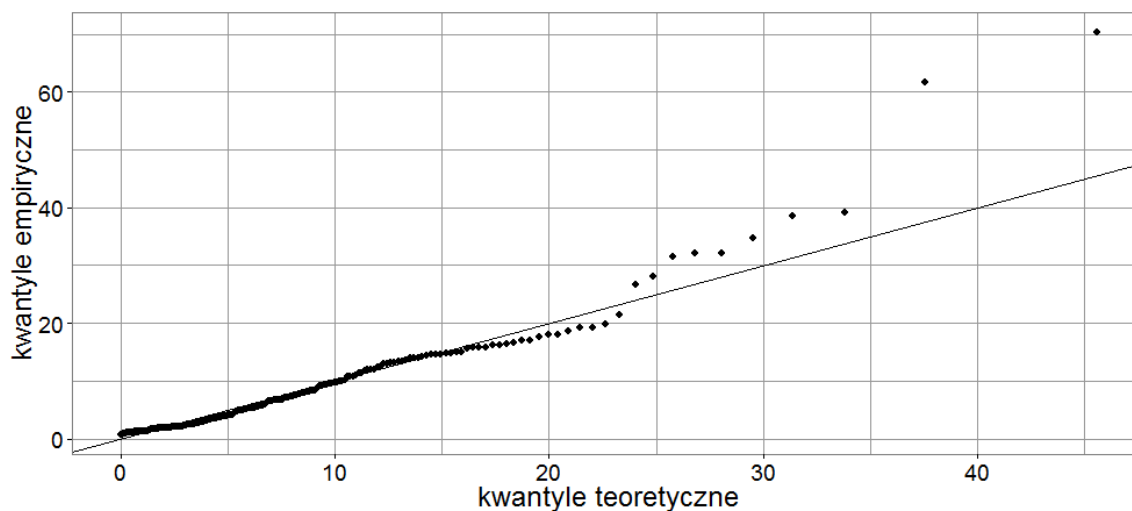
Rys.3.10.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników SGP w populacji izolatorów 220kV



Rys.3.11.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 220kV



Rys.3.11.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 220kV

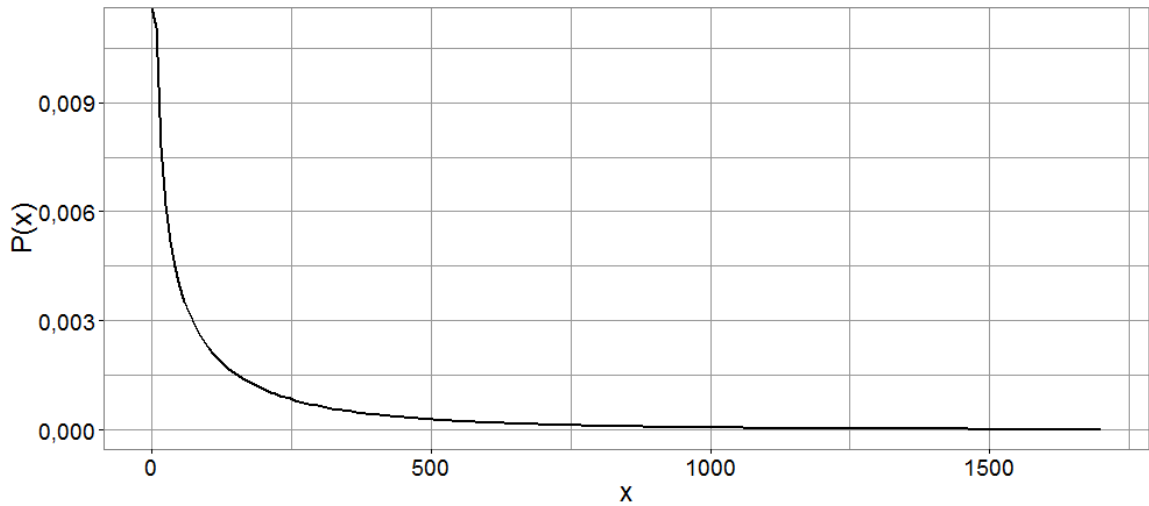


Rys.3.11.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 220kV

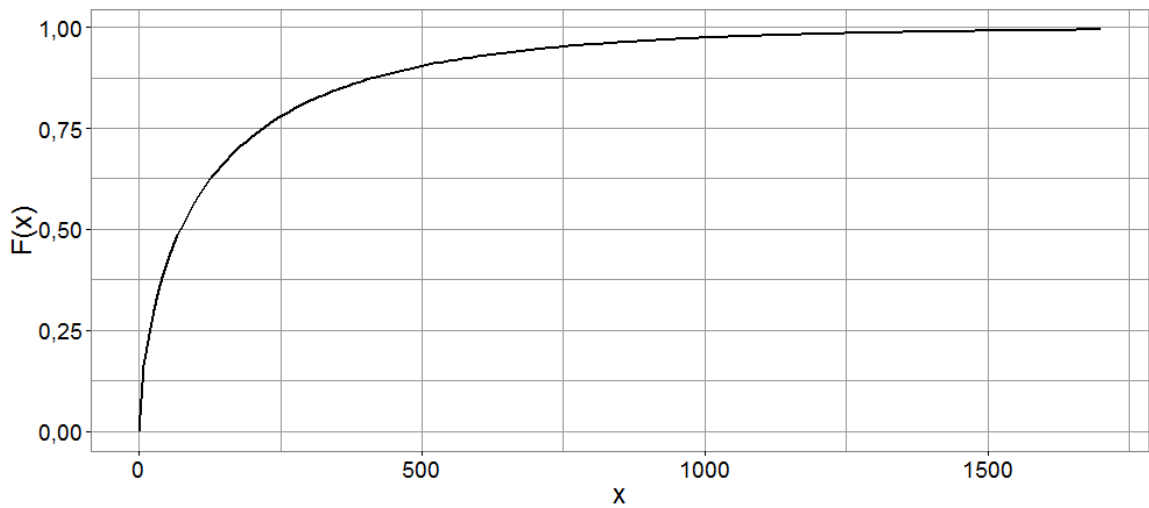
4. Izolatory przepustowe na napięcie 110kV

Tabela 4. Wartości parametrów kształtu k i skali λ rozkładu Weibulla stężeń gazów w oleju izolatorów na napięcie 110kV

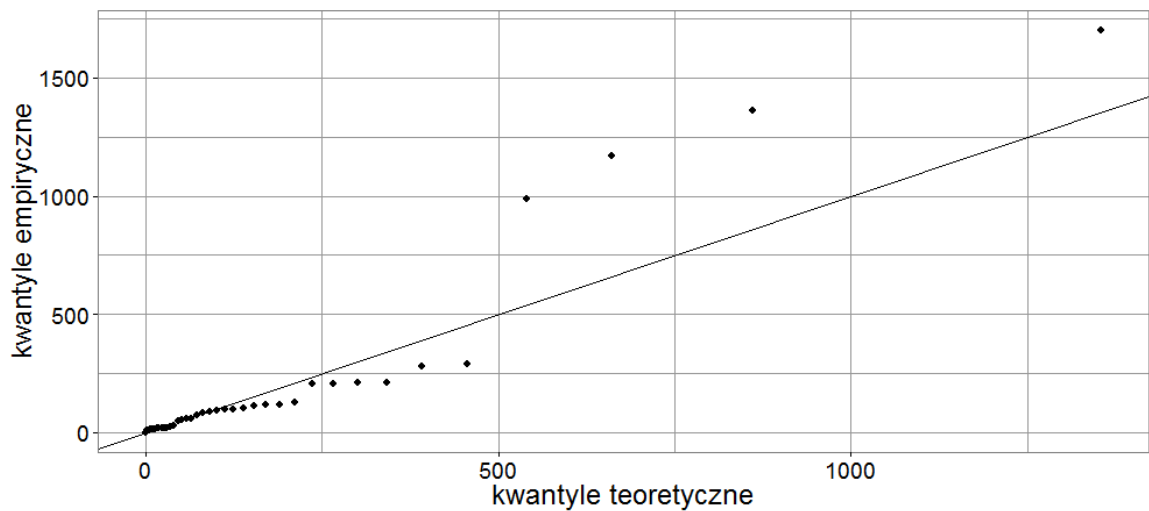
Lp.	Gaz	Parametr kształtu k	Odchylenie standardowe par. kształtu	Parametr skali λ	Odchylenie standardowe par. skali
1	Wodór H_2	0,63	0,072	130,08	33,76
2	Metan CH_4	0,65	0,069	27,42	6,993
3	Etan C_2H_6	0,6	0,066	21,13	5,881
4	Etylen C_2H_4	0,5	0,054	2,22	0,742
5	Acetylen C_2H_2	0,34	0,036	0,12	0,059
6	Propan C_3H_8	0,61	0,068	15,96	4,351
7	Propylen C_3H_6	0,74	0,08	5,44	1,227
8	Tlenek węgla CO	1,61	0,203	288,05	29,297
9	Dwutlenek węgla CO_2	2,5	0,307	954,61	62,859
10	Suma gazów palnych SGP	1,24	0,142	618,86	82,178
11	CO_2/CO	1,14	0,129	5,97	0,871



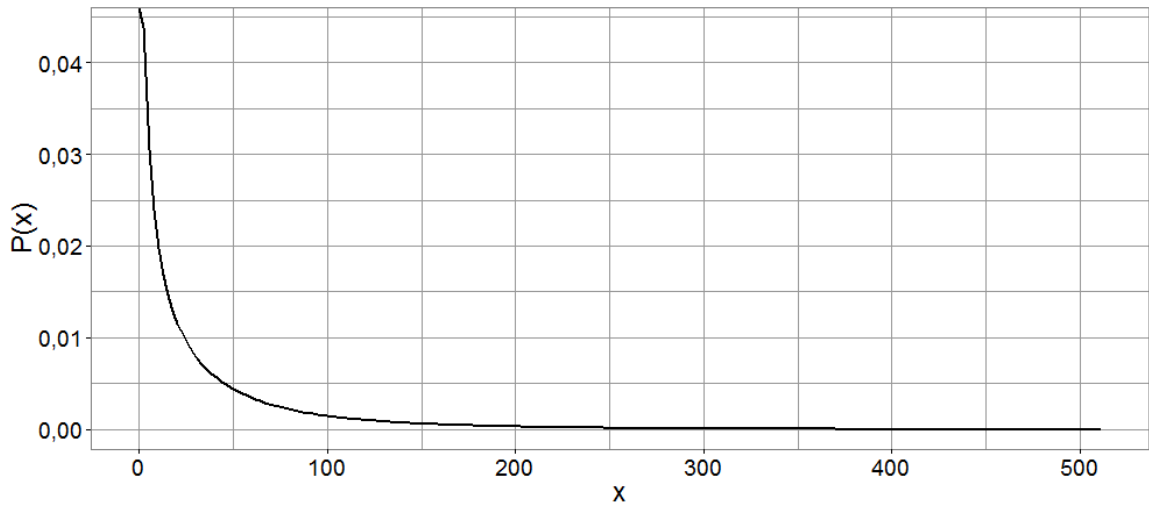
Rys.4.1.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 110kV



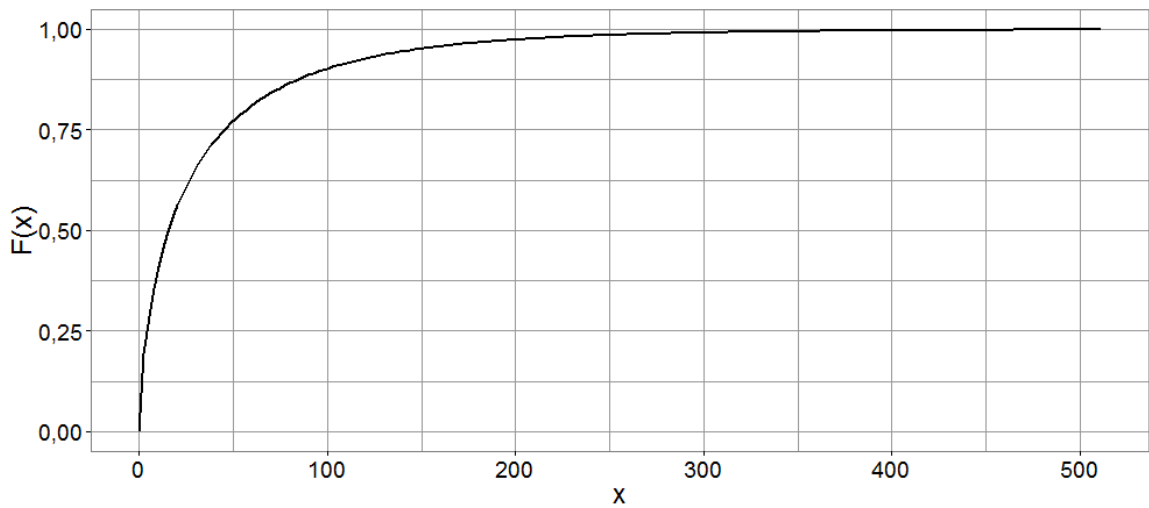
Rys.4.1.b Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 110kV



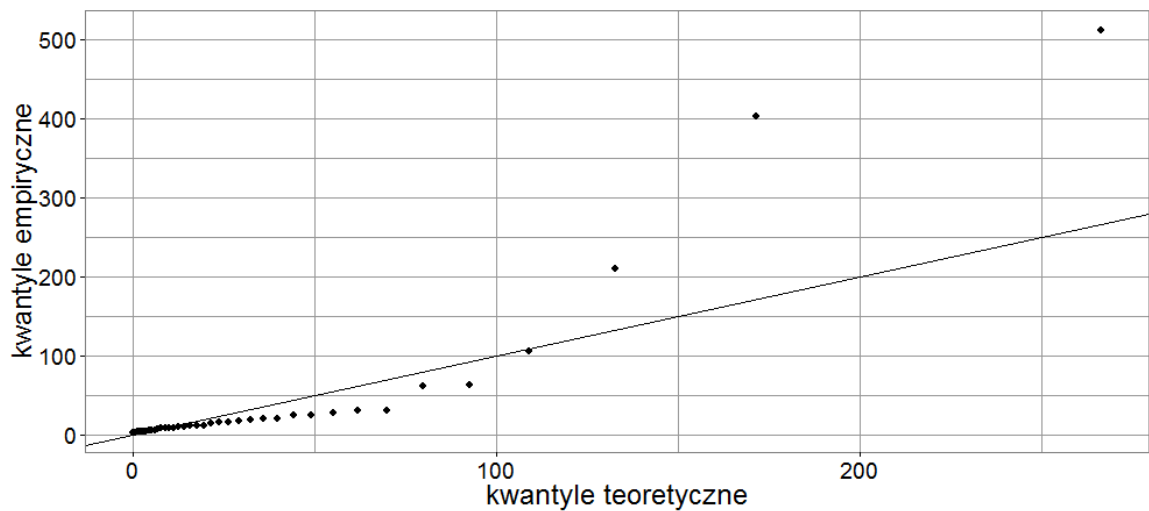
Rys.4.1.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia wodoru w populacji izolatorów 110kV



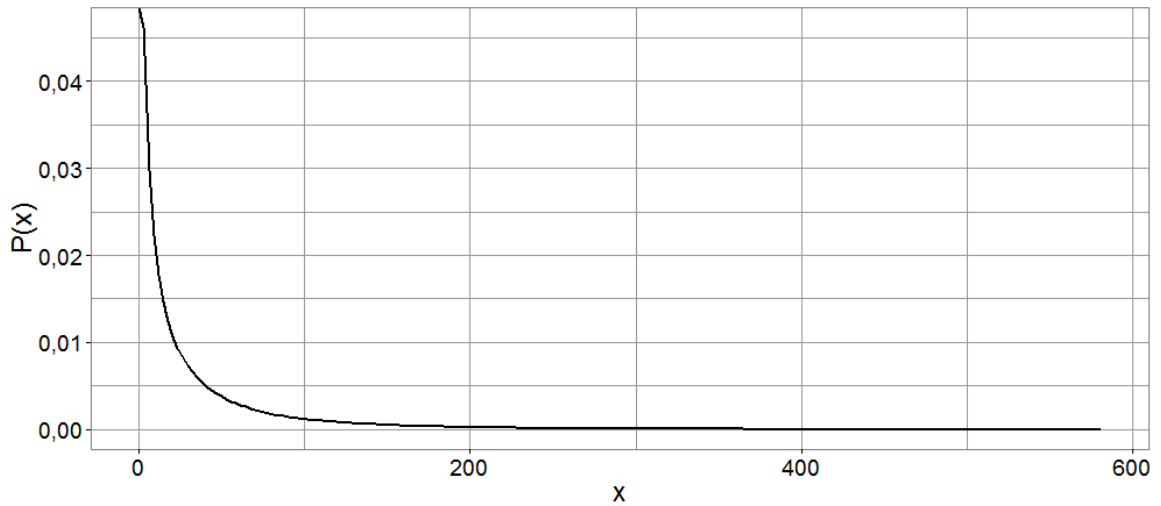
Rys.4.2.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 110kV



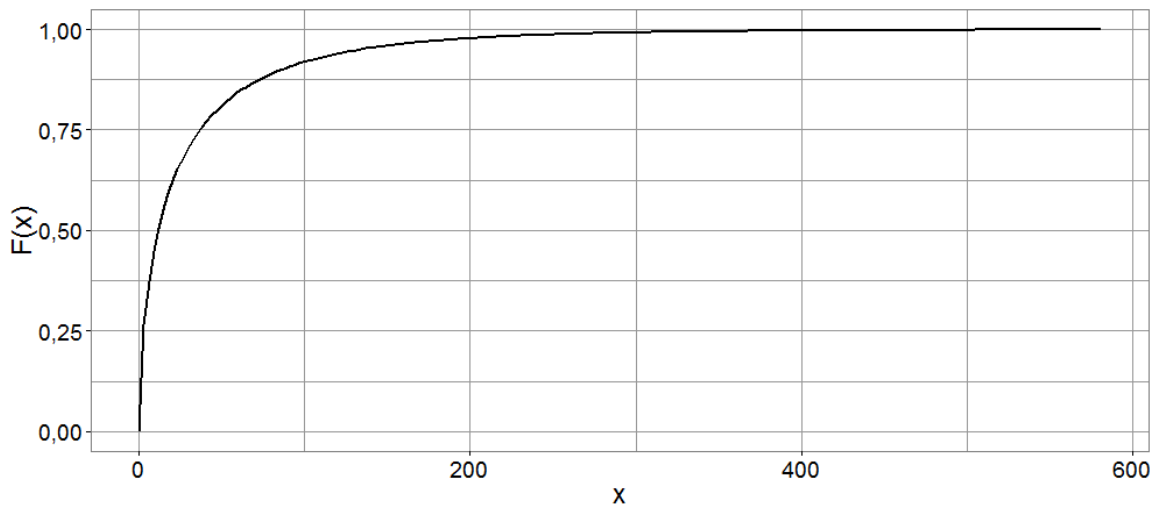
Rys.4.2.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 110kV



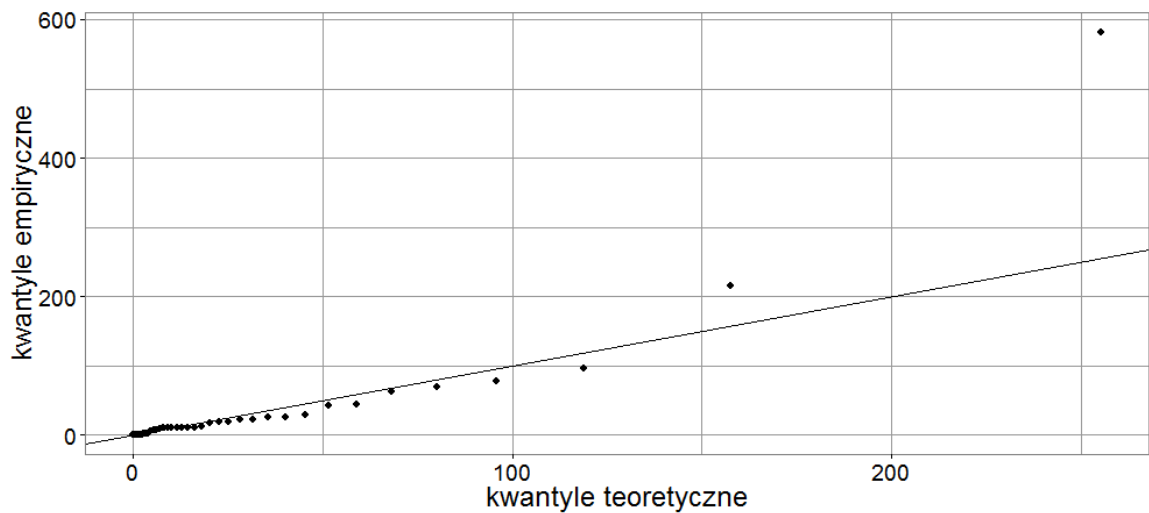
Rys.4.2.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia metanu w populacji izolatorów 110kV



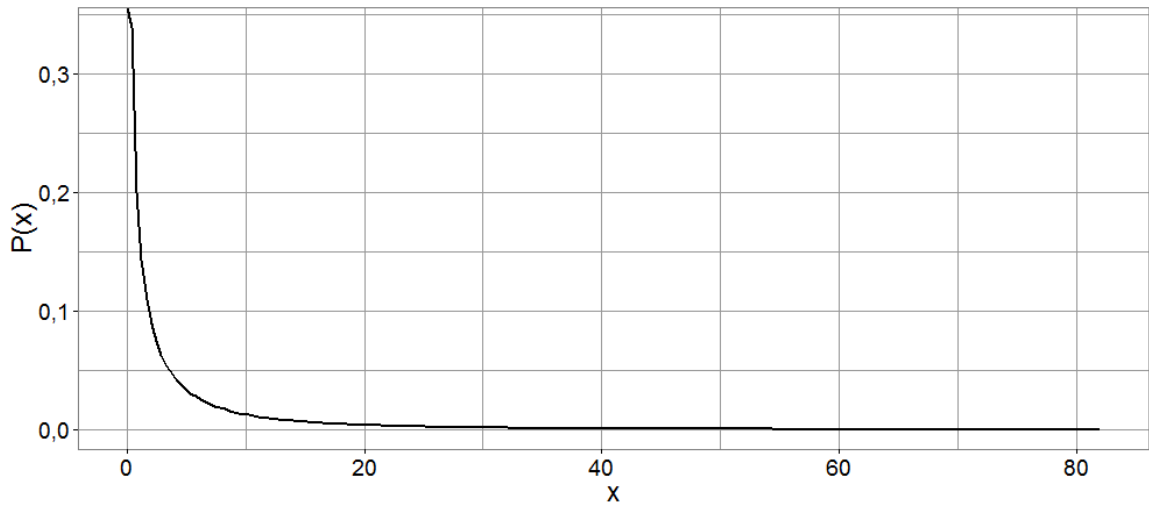
Rys.4.3.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 110kV



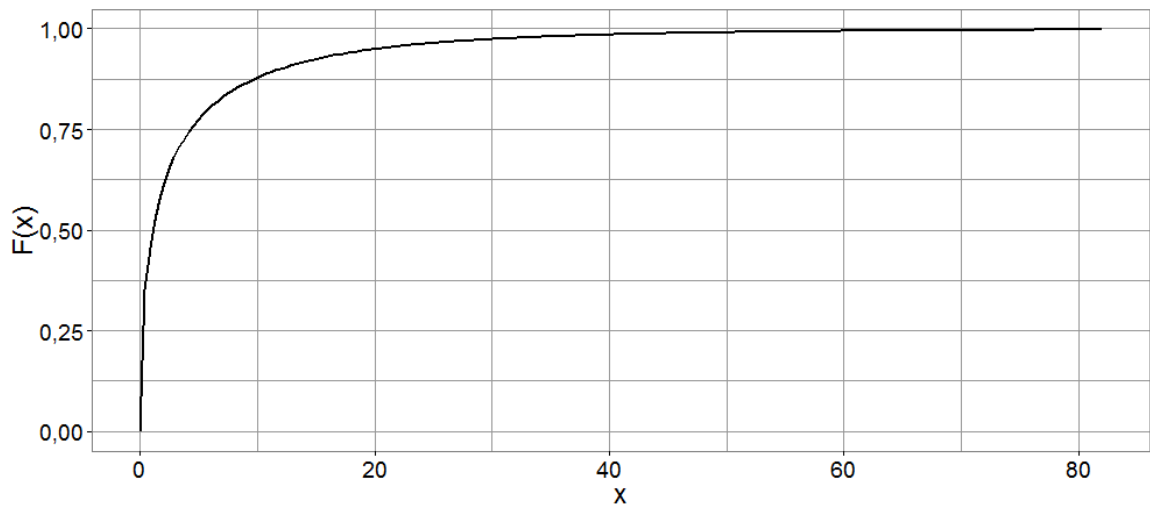
Rys.4.3.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 110kV



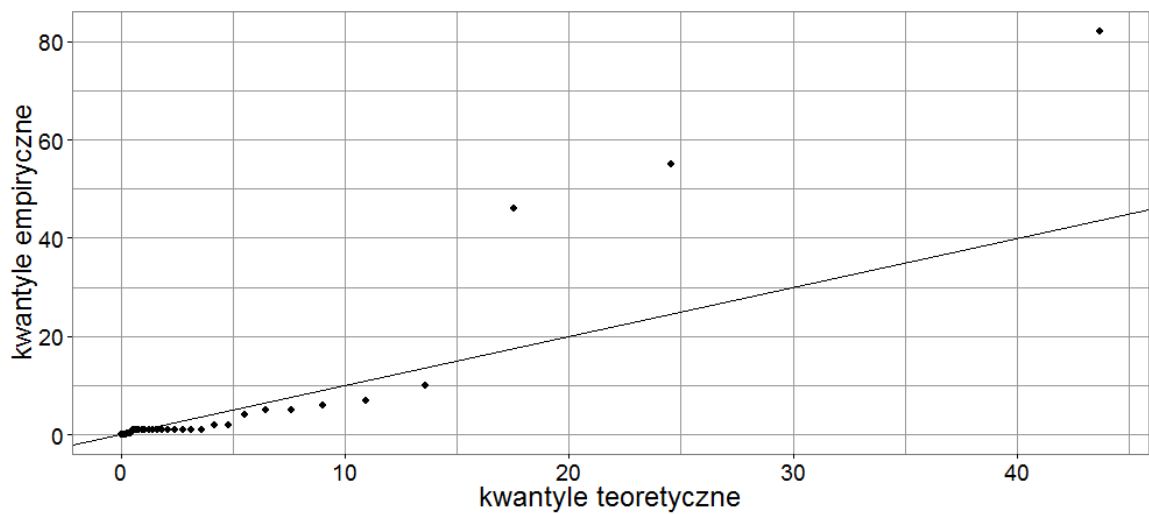
Rys.4.3.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etanu w populacji izolatorów 110kV



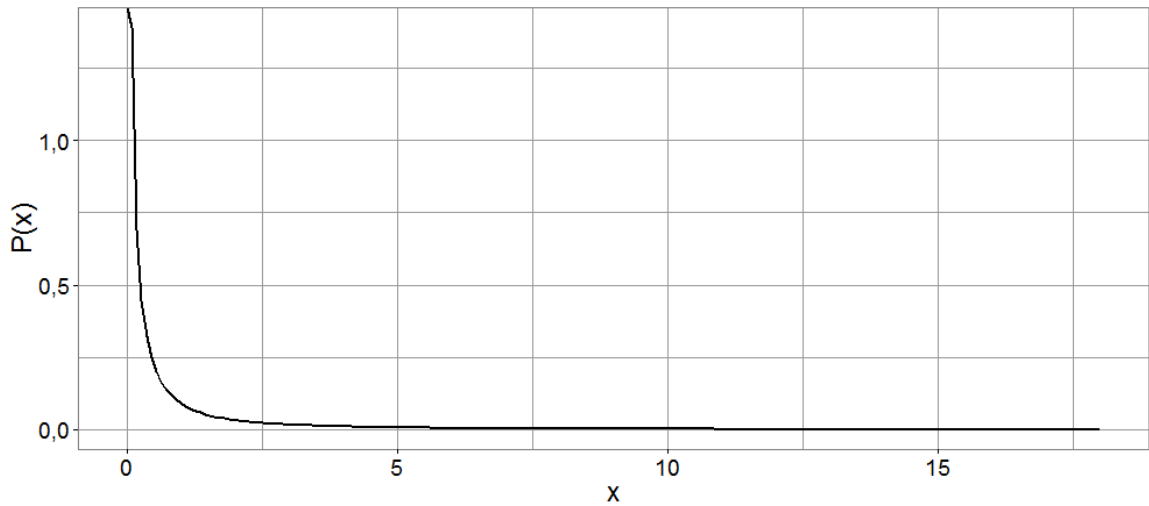
Rys.4.4.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 110kV



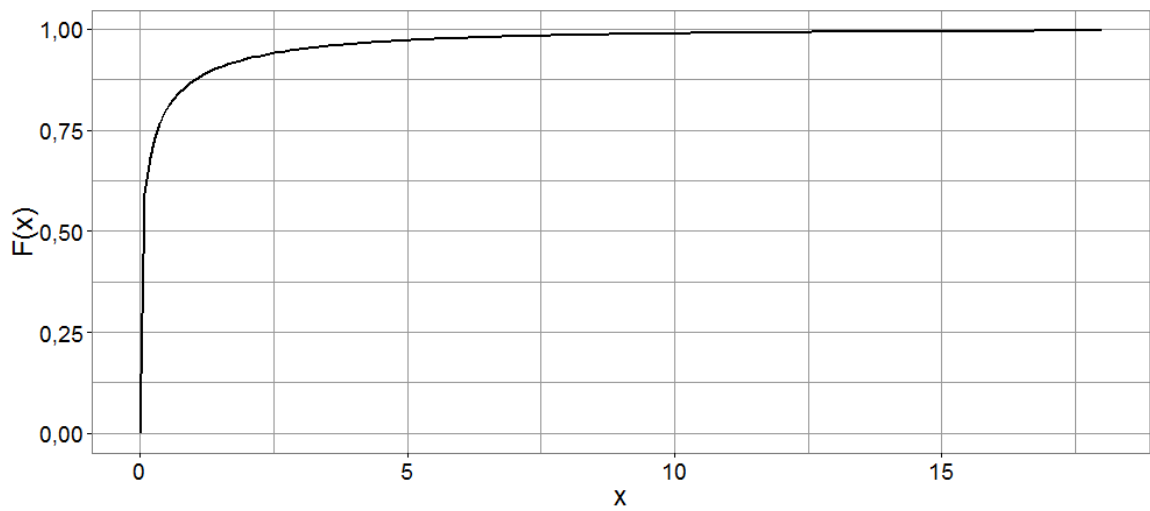
Rys.4.4.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 110kV



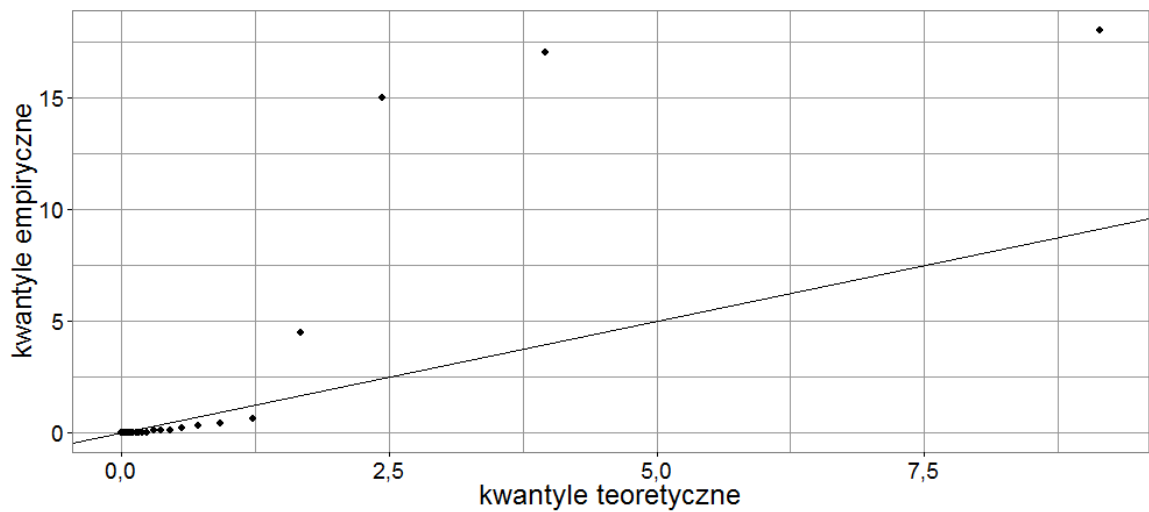
Rys.4.4.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia etylenu w populacji izolatorów 110kV



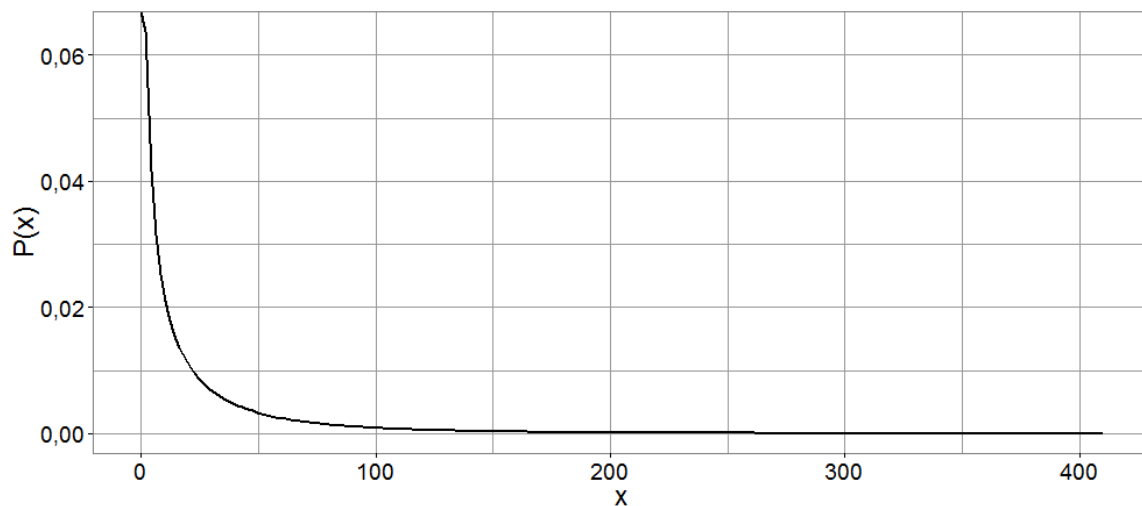
Rys.4.5.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 110kV



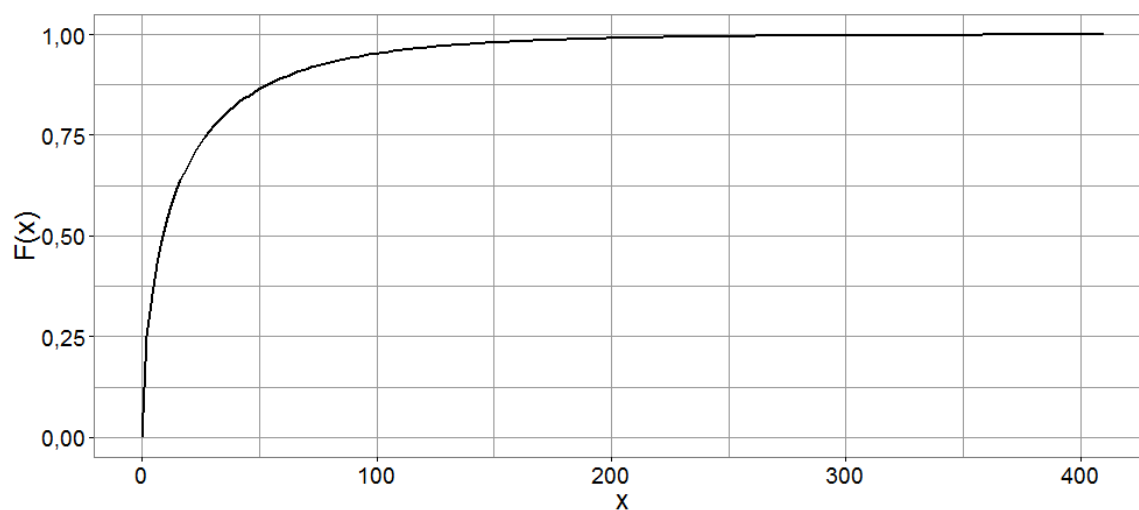
Rys.4.5.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 110kV



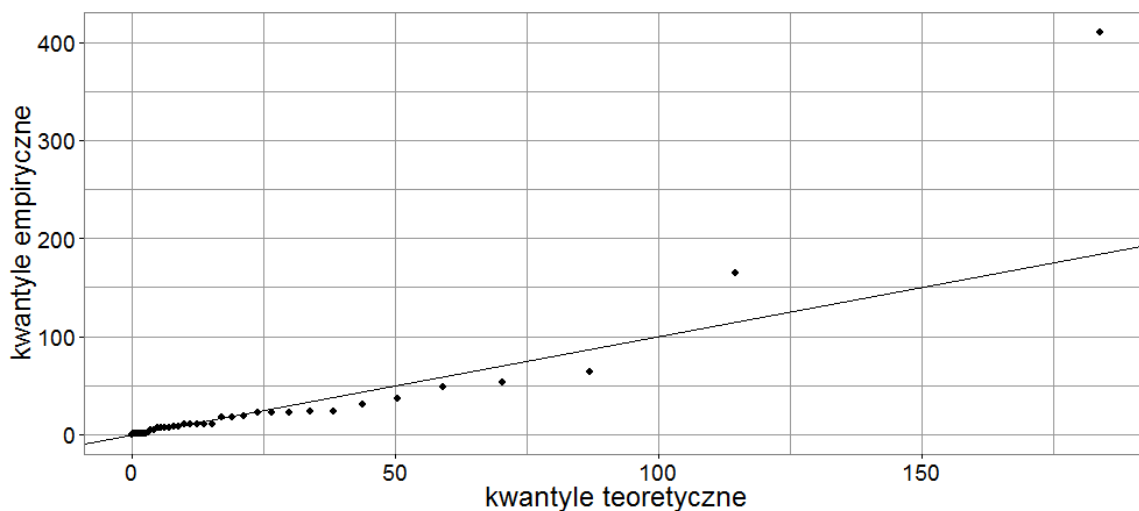
Rys.4.5.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia acetyleny w populacji izolatorów 110kV



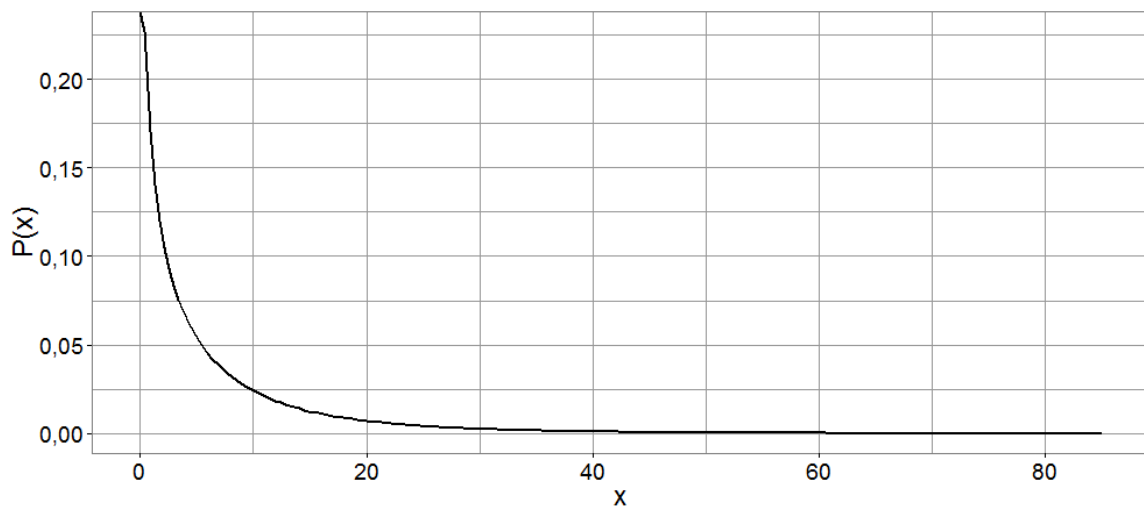
Rys.4.6.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 110kV



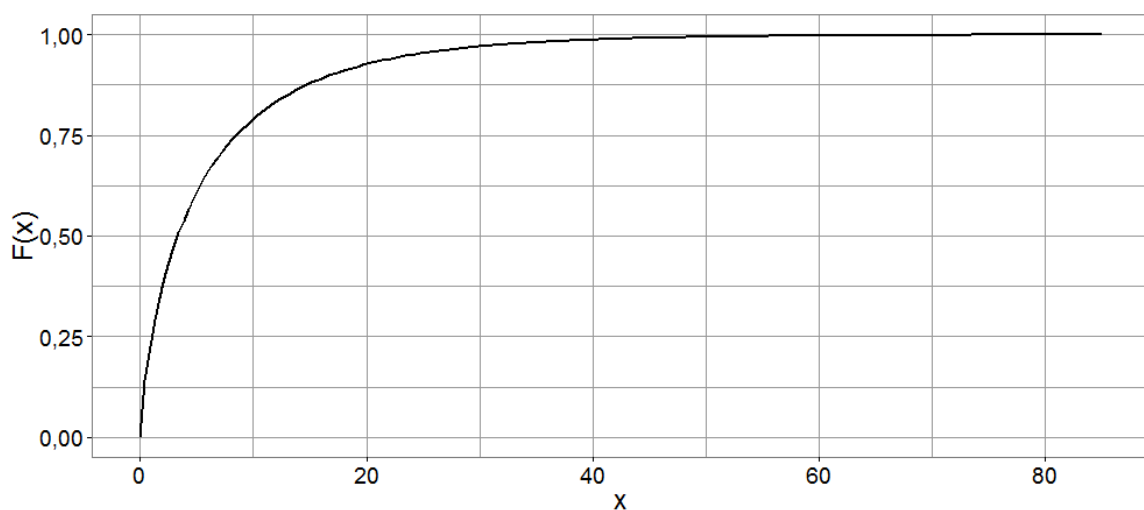
Rys.4.6.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 110kV



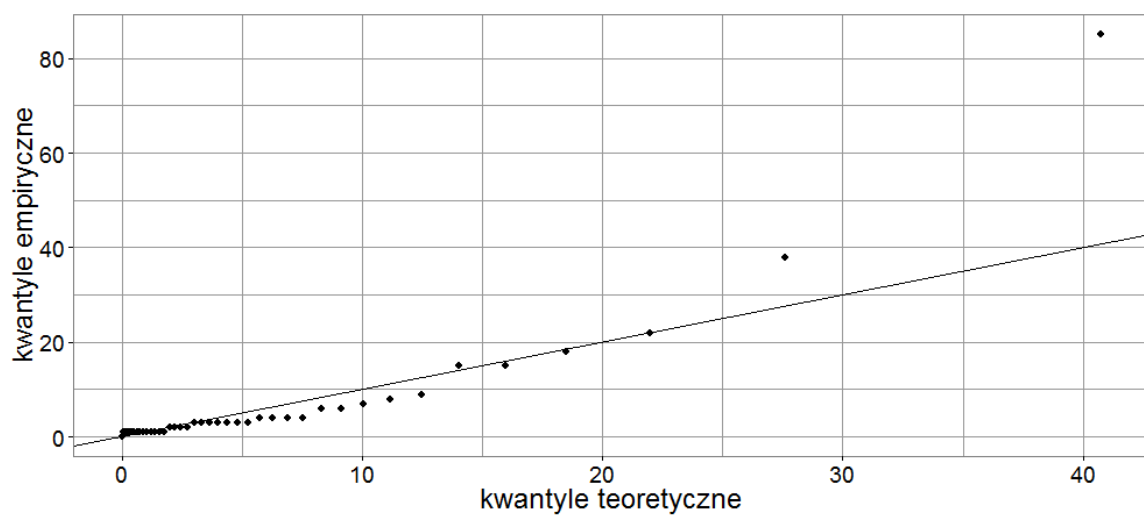
Rys.4.6.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propanu w populacji izolatorów 110kV



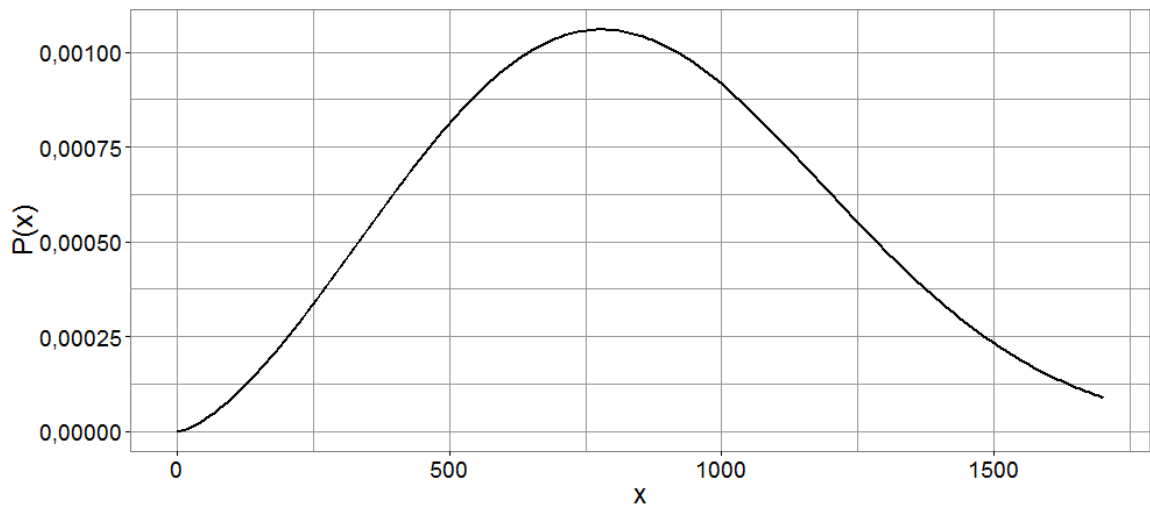
Rys.4.7.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 110kV



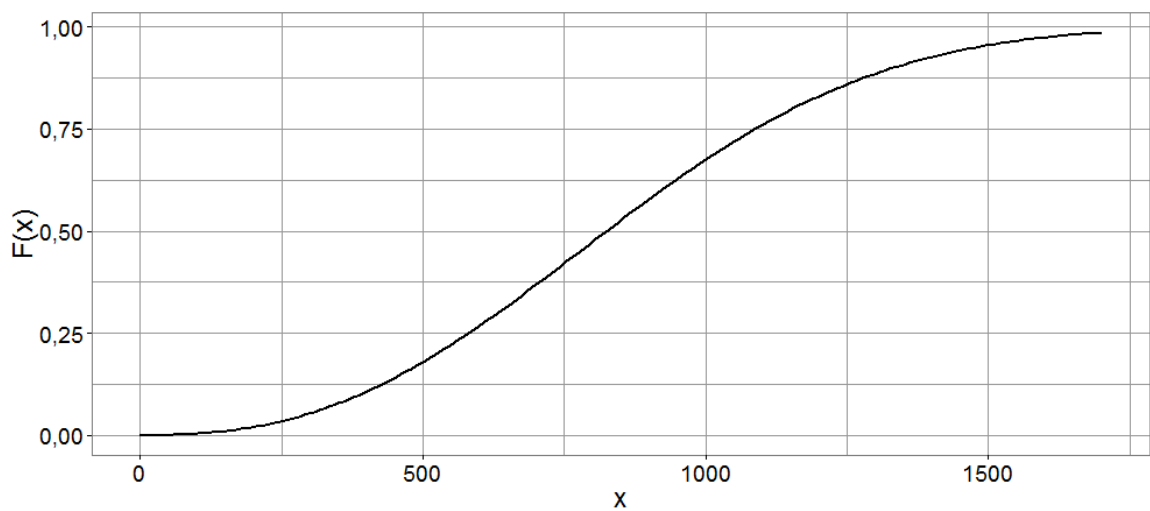
Rys.4.7.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 110kV



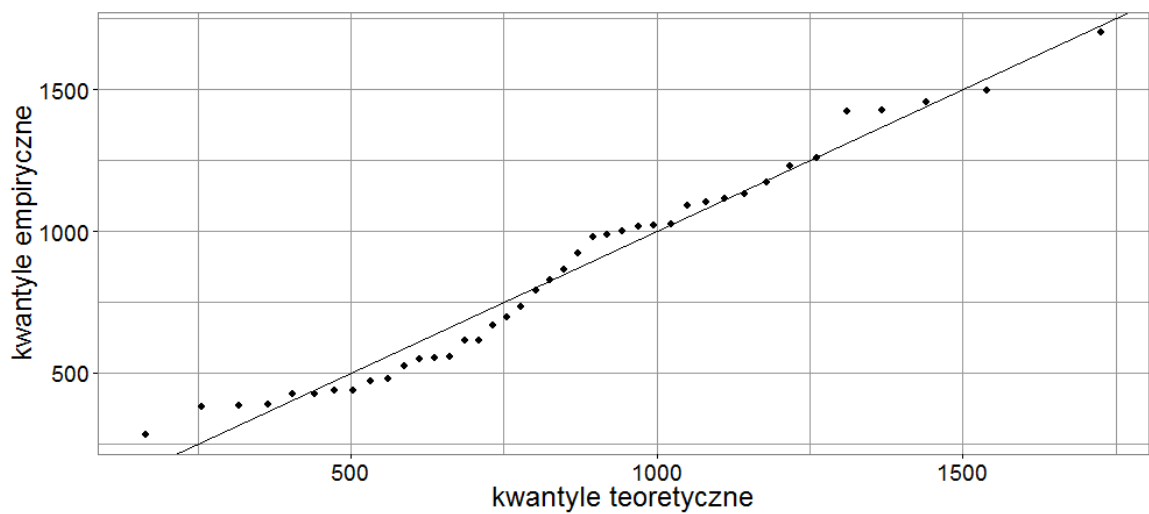
Rys.4.7.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia propylenu w populacji izolatorów 110kV



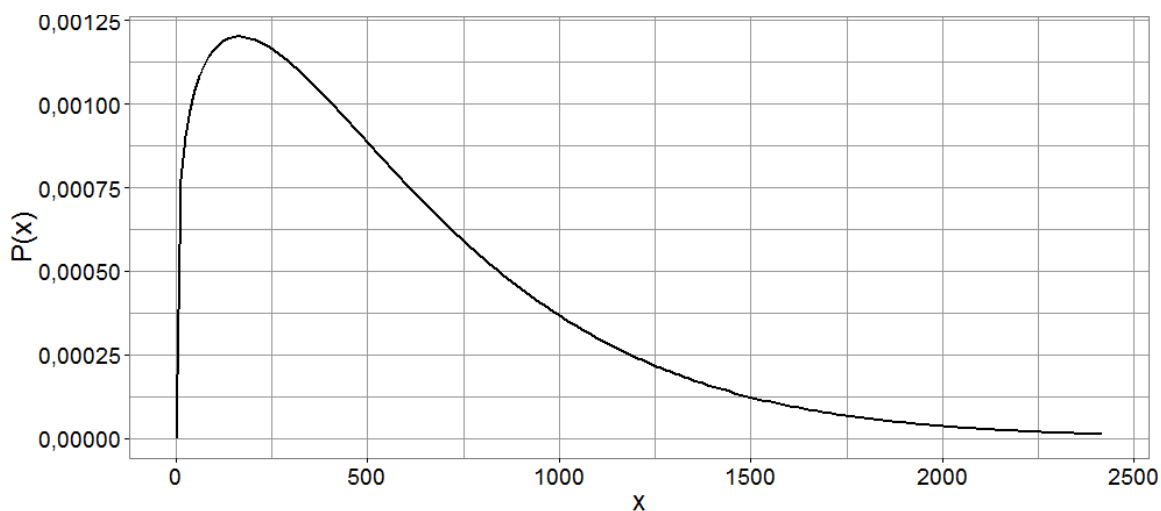
Rys.4.9.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 110kV



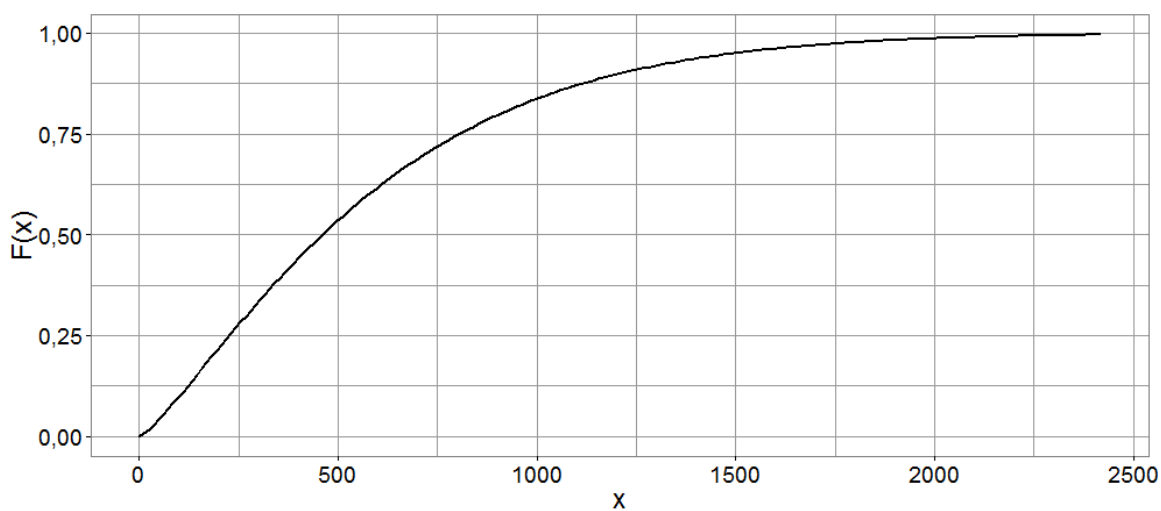
Rys.4.9.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia dwutlenku węgla w populacji izolatorów 110kV



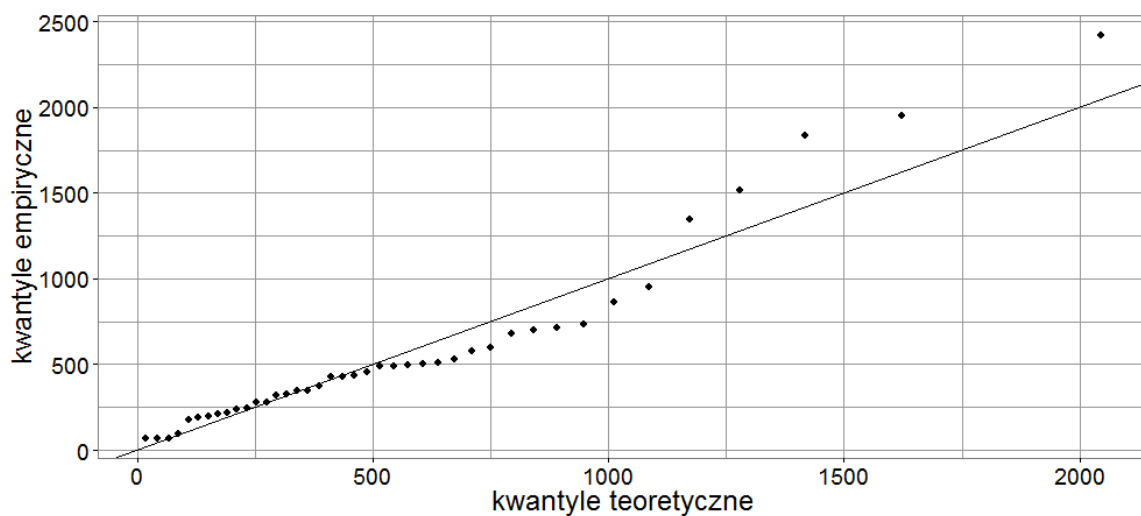
Rys.4.9.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia tlenku węgla w populacji izolatorów 110kV



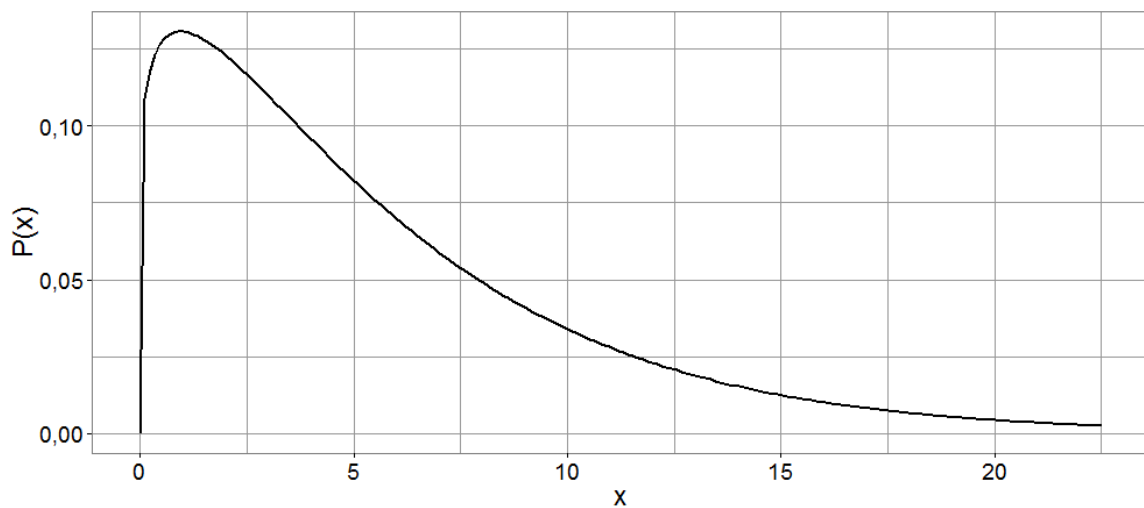
Rys.4.10.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 110kV



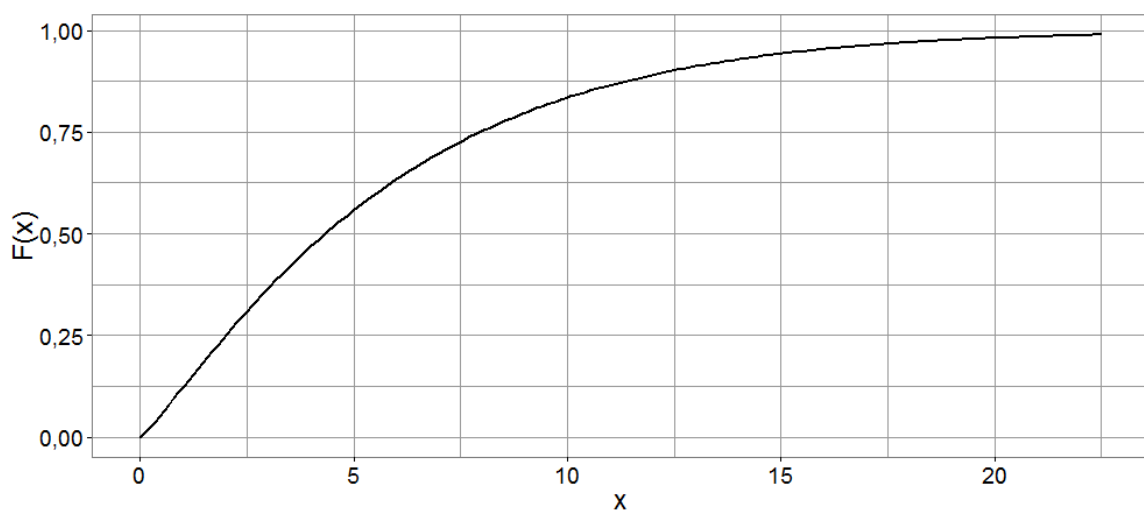
Rys.4.10.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia SGP w populacji izolatorów 110kV



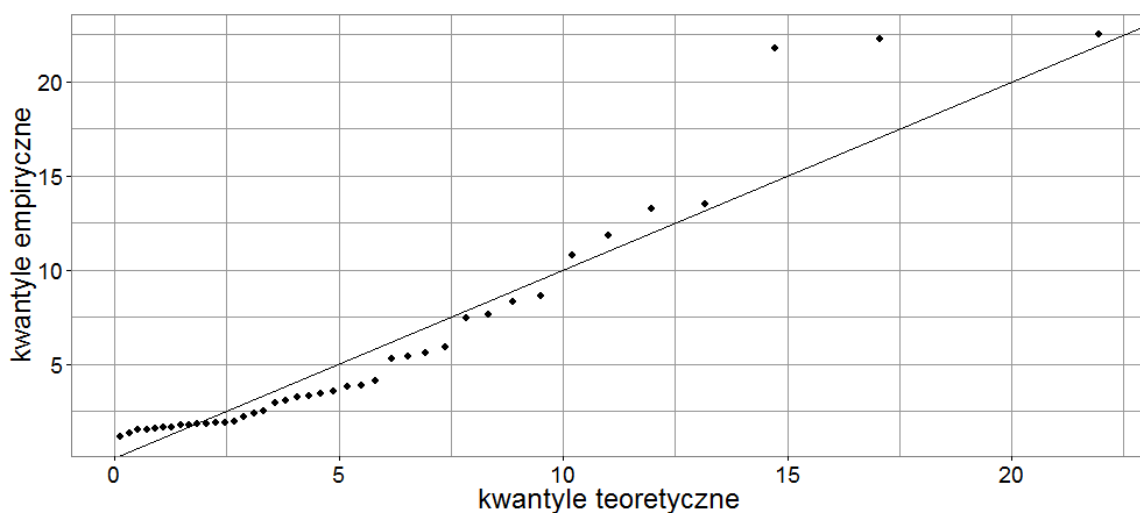
Rys.4.10.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników SGP w populacji izolatorów 110kV



Rys.4.11.a. Wykres funkcji gęstości prawdopodobieństwa r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 110kV



Rys.4.11.b. Wykres dystrybuanty r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 110kV



Rys.4.11.c. Wykres punktowy wartości kwantyli empirycznych i teoretycznych r. Weibulla dla wyników stężenia CO_2/CO w populacji izolatorów 110kV

Abstract - Analysis of OIP bushing ageing using FDS method and results of oil tests

The ageing of the OIP bushings population, which most power transformers with a voltage of 220kV and higher are equipped with, and an increase in their failure frequency in recent years led to an interest in improving defect detection at an early stage of development. It became an impulse to start research on a new way of using proven methods of paper-oil insulation systems diagnostics, taking into account the specifics of bushings design. In particular, it concerns the frequency domain spectroscopy (FDS), used until now mainly to assess moisture level in a bushing and to connect it with the analysis of oil tests results.

In order to investigate a possibility of evaluating the condition and ageing of an insulation system and detecting short circuits between conductive foils in the bushing capacitor core by the FDS method and oil tests, the author has designed and made his own model of the OIP bushing and studied the impact of ageing and defect development within the bushing on the obtained results.

The influence of the dielectric layer resistance on the frequency characteristics of capacitance and dissipation factor $\text{tg}\delta$ was checked by simulating resistance change in the calculation model (procedure in Matlab) and in the physical model of a bushing. On the basis of calculations and measurements, it has been demonstrated that the FDS method enables an early detection of paper layer degradation, resulting in a decrease in its resistance. Based on the shift of $\text{tg}\delta$ characteristics obtained at different temperatures, the activation energy was calculated.

Furthermore, the influence of the axial temperature distribution in a bushing on the characteristics of $\text{tg}\delta(f)$ was experimentally tested (using the model of the OIP bushing), and a method of determining the substitute temperature was discussed. What was also analysed was the possibility of indirect determination of moisture in a bushing on the basis of water content in the oil measurements using the Karl Fischer method and its correlation with the results obtained by FDS. The values of gas concentrations in oils sampled from the bushings were approximated with Weibull distribution, and, based on this distribution, the limit values for the individual gas components were calculated and compared with the values given by the bushing manufacturers' standards and recommendations.

Finally, cases of real bushings were presented; ones whose damages were detected by means of the combined study of the FDS and DGA results and also determined their character.