

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY

M36

Andrzej Łukasz Chojnacki

**ANALIZA NIEZAWODNOŚCI EKSPLOATACYJNEJ
ELEKTROENERGETYCZNYCH
SIECI DYSTRYBUCYJNYCH**

Kielce 2013

MONOGRAFIE, STUDIA, ROZPRAWY NR M36

Redaktor Naukowy serii

NAUKI TECHNICZNE – ELEKTRYKA

prof. dr hab. inż. Roman NADOLSKI

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Brunon LEJDY

dr hab. inż. Jerzy MARZECKI, prof. PW

Redakcja

Aneta DYNKOWSKA

Redakcja techniczna

Irena PRZEORSKA-IMIOŁEK

Projekt okładki

Tadeusz UBERMAN

Niniejsza publikacja zostanie przedstawiona jako rozprawa habilitacyjna

© Copyright by Politechnika Świętokrzyska, Kielce 2013

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część tej pracy nie może być powielana czy rozpowszechniana w jakiegokolwiek formie, w jakikolwiek sposób: elektroniczny bądź mechaniczny, włącznie z fotokopiowaniem, nagrywaniem na taśmy lub przy użyciu innych systemów, bez pisemnej zgody wydawcy.

PL ISSN 1897-2691

Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej
25-314 Kielce, al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7
tel./fax 41 34 24 581
e-mail: wydawca@tu.kielce.pl
www.tu.kielce.pl/organizacja/wydawnictwo

Spis treści

Przedmowa	7
Wykaz ważniejszych symboli i oznaczeń	9
1. Informacje ogólne	13
1.1. Wprowadzenie	13
1.2. Dane statystyczne sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia eksploatowanych w Polsce	16
1.3. Problem badania niezawodności sieci dystrybucyjnych SN i nN oraz stacji 110 kV/SN na tle literatury	24
1.4. Cel i układ pracy	32
1.5. Wybór badanych parametrów i właściwości niezawodnościowych urządzeń i układów elektroenergetycznych oraz metody ich wyznaczania	34
1.5.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	36
1.5.2. Podstawowe parametry i wskaźniki niezawodnościowe	36
1.5.3. Funkcje niezawodności, trwałości oraz intensywności awarii	40
1.5.4. Koszty strat spowodowane awariami	43
1.5.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji	49
2. Właściwości niezawodnościowe stacji GPZ oraz RS	55
2.1. Wprowadzenie	55
2.2. Dane statystyczne analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN oraz rozdzielni SN	59
2.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN oraz w rozdzielniach SN	63
2.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	63
2.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	71
2.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	75
2.4. Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN	104
2.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii stacji	104
2.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji 110 kV/SN	105
2.4.3. Parametry niezawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN	106
2.4.4. Funkcje niezawodnościowe stacji 110 kV/SN	109
2.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji stacji 110 kV/SN	115
2.4.6. Niezawodność stacji 110 kV/SN eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych miejskich i terenowych oraz rozdzielni sieciowych SN ...	121

3. Właściwości niezawodnościowe linii napowietrznych oraz kablowych SN ...	137
3.1. Wprowadzenie	137
3.1.1. Linie napowietrzne SN	137
3.1.2. Linie kablowe SN	155
3.2. Dane statystyczne analizowanych linii napowietrznych i kablowych SN	160
3.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN	162
3.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	162
3.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	166
3.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	168
3.4. Analiza niezawodności rozdzielczych linii napowietrznych SN	181
3.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych SN	182
3.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych SN	183
3.4.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych SN	183
3.4.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych SN	185
3.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych SN ...	187
3.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii napowietrznych SN	191
3.5. Analiza niezawodności linii napowietrznych izolowanych SN	197
3.5.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych izolowanych SN	197
3.5.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych izolowanych SN	198
3.5.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych izolowanych SN	199
3.5.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych izolowanych SN	200
3.5.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji izolowanych linii napowietrznych SN	202
3.6. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych SN	203
3.6.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	204
3.6.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	206
3.6.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	208
3.6.4. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych SN	221
4. Właściwości niezawodnościowe elektroenergetycznych stacji SN/nN i urządzeń w nich eksploatowanych	231
4.1. Wprowadzenie	231
4.2. Dane statystyczne analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN	242

4.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN	248
4.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	248
4.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN	265
4.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	271
4.4. Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN	321
4.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii stacji	322
4.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji SN/nN	323
4.4.3. Parametry niezawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN	323
4.4.4. Funkcje niezawodnościowe stacji SN/nN	326
4.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji stacji SN/nN	329
4.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe stacji wewnętrznych eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych miejskich	337
4.4.7. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe stacji napowietrznych eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych terenowych	355
5. Właściwości niezawodnościowe sieci elektroenergetycznych nN	367
5.1. Wprowadzenie	376
5.1.1. Linie napowietrzne nN	376
5.1.2. Linie kablowe nN	370
5.1.3. Przyłącza	372
5.2. Dane statystyczne analizowanych sieci napowietrznych i kablowych nN	373
5.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN	375
5.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	375
5.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	379
5.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	381
5.4. Analiza niezawodności dystrybucyjnych linii napowietrznych nN	392
5.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych nN	392
5.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych nN	393
5.4.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych nN	394
5.4.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych nN	395
5.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych nN ...	397
5.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii napowietrznych nN	401
5.5. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN	407

5.5.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	407
5.5.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	409
5.5.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	410
5.6. Analiza niezawodności dystrybucyjnych linii kablowych nN	414
5.6.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii kablowych nN	414
5.6.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii kablowych nN	416
5.6.3. Parametry niezawodnościowe linii kablowych nN	416
5.6.4. Funkcje niezawodnościowe linii kablowych nN	418
5.6.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych nN	420
5.6.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii kablowych nN	424
5.7. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe przyłączy nN	428
5.7.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii	428
5.7.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń	430
5.7.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń	431
6. Podsumowanie i wnioski końcowe	439
Załączniki	458
Załącznik 1. Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne i eksploatacyjne w dystrybucyjnych układach sieciowych SN i nN	458
Załącznik 2. Generacja rozproszona w dystrybucyjnych sieciach SN i nN	470
Załącznik 3. Wpływ bezpieczników topikowych SN oraz nN na pracę sieci dystrybucyjnych	479
Załącznik 4. Planowe prace eksploatacyjne w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych	491
Literatura	494
Streszczenie	521
Summary	523

Przedmowa

Materiał zawarty w niniejszej publikacji obejmuje zagadnienia dotyczące problemów badania niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Głównym celem pracy było wyznaczenie aktualnych wskaźników, funkcji oraz cech niezawodnościowych urządzeń oraz obiektów eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych. Analizie poddane zostały niezależnie stacje 110 kV/SN oraz SN/nN, sieci SN, a także sieci nN. Przeprowadzono odrębne badania dla urządzeń pracujących wewnątrzowo oraz napowietrznie.

Wszelkie analizy oparte zostały na danych pochodzących z krajowych spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej. Dane te charakteryzują się bardzo wysokim stopniem wiarygodności. Ich pozyskanie było możliwe tylko dzięki bliskiej współpracy autora monografii z energetyką zawodową. Zazwyczaj bowiem, dane takie nie są udostępniane.

Wyniki przeprowadzonych badań niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, a zwłaszcza wyznaczone funkcje niezawodnościowe, mogą zostać wykorzystane do dalszych badań naukowych dotyczących systemu elektroenergetycznego, a także w praktyce, jako dane do projektowania nowych sieci dystrybucyjnych. Mogą znaleźć także zastosowanie w analizach gospodarczo-ekonomicznych dotyczących zarówno sieci nowoprojektowanych, jak i już eksploatowanych. Ze względu na fakt, iż wyznaczone zostały one na podstawie danych ze spółek dystrybucyjnych obejmujących swym zasięgiem działania tereny o zróżnicowanej specyfice, zarówno pod względem geograficznym, jak i urbanistycznym, mają one charakter ogólny i mogą zostać wykorzystane do analizy pracy dowolnych sieci dystrybucyjnych na terenie Polski.

Praca niniejsza powstała dzięki życzliwości wielu osób. Wyrażam wdzięczność i podziękowanie Panom mgr inż. Marianowi Strzeleckiemu, mgr inż. Zbigniewowi Świerczewskiemu, mgr inż. Piotrowi Kowalikowi oraz mgr inż. Piotrowi Dukatowi za udostępnienie oraz pomoc przy gromadzeniu niezbędnych danych eksploatacyjnych i danych o awaryjności urządzeń, a także za cenne uwagi i informacje dotyczące eksploatacji sieci dystrybucyjnych.

Pragnę złożyć serdeczne podziękowania Panu prof. dr hab. inż. Brunonowi Lejdemu oraz Panu dr hab. inż. Jerzemu Marzeckiemu, prof. PW, recenzentom wydawniczym niniejszej monografii, za szczegółową analizę oraz krytyczne uwagi, które przyczyniły się do nadania pracy ostatecznej postaci.

Dziękuję także innym osobom, które dzięki cennym uwagom merytorycznym oraz redakcyjnym przyczyniły się do powstania oraz ustalenia zakresu niniejszej monografii.

Dziękuję również mojej rodzinie za życzliwość oraz wszechstronną pomoc. Osobne, szczególne podziękowania kieruję do mojej małżonki Katarzyny oraz synów Piotra i Pawła, za wsparcie, cierpliwość i wyrozumiałość.

Autor

Wykaz ważniejszych symboli i oznaczeń

- $R(t)$ – funkcja niezawodności
- $F(t)$ – funkcja zawodności
- R_o – prawdopodobieństwo zdatności obiektu w chwili czasu $t = 0$
- $f(t)$ – funkcja gęstości prawdopodobieństwa wystąpienia uszkodzenia
- $E(T)$ – wartość oczekiwana trwałości obiektu
- $\lambda(t)$ – funkcja intensywności uszkodzeń
- $F(t_a)$ – funkcja prawdopodobieństwa odnowy obiektu
- $f(t_a)$ – funkcja gęstości prawdopodobieństwa dokonania odnowy
- $\mu(t_a)$ – funkcja intensywności odnowy
- α – poziom istotności
- ΔA – wartość energii nie dostarczonej do odbiorców na skutek zawodności jako zmienna losowa
- $\Delta \bar{A}$ – średnia wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców na skutek zawodności
- $\Delta \bar{A}_r$ – średnia roczna wartość energii niedostarczonej do odbiorców na skutek zawodności
- Δt – czas obserwacji próbki
- $f(i)$ – funkcja aproksymacyjna sezonowej zmienności częstości awarii
- χ^2 – statystyka testu χ_k^2 Pearsona wyznaczona dla danych empirycznych
- χ_α^2 – wartość graniczna statystyki χ_k^2 Pearsona dla przyjętego poziomu istotności α oraz k stopni swobody
- k – udział współczynnika zawodności wyłączeń awaryjnych q_{wa} w całkowitym współczynniku zawodności q
- λ – statystyka testu λ Kołmogorowa
- λ_α – wartość graniczna statystyki λ Kołmogorowa dla przyjętego poziomu istotności α
- $\bar{\lambda}$ – średnia intensywność awarii
- $\bar{\lambda}_p$ – średnia intensywność awarii powodujących przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej
- $\bar{\lambda}_{wa}$ – średnia intensywność awarii powodujących wyłączenie urządzenia
- λ_w – parametr rozkładu wykładniczego

- ν – parametr kształtu rozkładu Weibulla
- b – parametr skali rozkładu Weibulla
- n – liczba elementów w próbie
- m – liczba zaobserwowanych awarii
- m_p – liczba zaobserwowanych przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej
- m_{wa} – liczba zaobserwowanych wyłączeń awaryjnych
- n_k – liczebność próbki na końcu okresu obserwacji
- n_p – liczebność próbki na początku okresu obserwacji
- $\bar{\mu}$ – średnia intensywność odnowy
- $\bar{\mu}_p$ – średnia intensywność przywracania zasilania
- $\bar{\mu}_{wa}$ – średnia intensywność usuwania wyłączeń awaryjnych
- u – udział współczynnika intensywności wyłączeń awaryjnych $\bar{\lambda}_{wa}$ w całkowitej intensywności awarii $\bar{\lambda}$
- p – współczynnik niezawodności
- p_p – współczynnik niezawodności dotyczący przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej
- p_{wa} – współczynnik niezawodności dotyczący wyłączeń awaryjnych urządzeń
- q – współczynnik zawodności
- q_p – współczynnik zawodności dotyczący przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej
- q_{wa} – współczynnik zawodności dotyczący wyłączeń awaryjnych urządzeń
- r – współczynnik korelacji z próby
- ρ – współczynnik korelacji
- s – odchylenie standardowe z próby
- σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej
- t_a – czas trwania awarii (odnowy) jako zmienna losowa
- \bar{t}_a – średni czas trwania awarii (odnowy)
- T_a – łączny czas awarii w planowanym okresie ruchu T_r
- t_p – czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej jako zmienna losowa
- \bar{t}_p – średni czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej

- T_p – łączny czas przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej w planowanym okresie ruchu T_r
 T_{pr} – łączny czas pracy w planowanym okresie ruchu T_r
 T_r – planowany okres ruchu (w pracy przyjęto $T_r = 8760$ h)
 t_{wa} – czas trwania wyłączenia awaryjnego jako zmienna losowa
 \bar{t}_{wa} – średni czas trwania wyłączenia awaryjnego
 T_{wa} – łączny czas wyłączeń awaryjnych w planowanym okresie ruchu T_r
 $K_r(T)$ – średnie roczne koszty obiektu elektroenergetycznego
 K_{rr} – roczne koszty reprodukcji rozszerzonej
 K_e – roczne koszty eksploatacyjne
 K_z – roczne koszty zawodności, mające charakter odtworzenia gospodarczego skutków zawodności
 K_{aw} – koszt związany z usuwaniem awarii
 K_{no} – nakłady inwestycyjne sprowadzone do roku zerowego
 $E(k_A)$ – równoważnik niedostarczonej energii
 k_A – gospodarczy równoważnik niedostarczonej energii dla odbiorców komunalnych
 k_d – średnie koszty ponoszone przez dystrybutora energii w związku z usuwaniem jednej awarii
 k_o – średnie koszty strat u odbiorców przypadające na jedną awarię
 X_M – największa statystyka pozycyjna
 X_m – najmniejsza statystyka pozycyjna
 R – rozstęp

Informacje ogólne

1.1. Wprowadzenie

Sieci elektroenergetyczne są najbardziej rozpowszechnionymi systemami, spośród wszystkich systemów energetycznych (ciepłownicze, gazownicze, naftowe). Ponadto w przypadku wielu odbiorców energia elektryczna jest jedynym systemowym nośnikiem energii. Dlatego też problem niezawodności sieci elektroenergetycznych ma tak duże znaczenie.

Sieć elektroenergetyczną definiuje się jako zbiór urządzeń powiązanych funkcjonalnie i połączonych elektrycznie, służący do przesyłania, przetwarzania i rozdzielania energii elektrycznej na określonym obszarze. Termin elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne obejmuje sieci rozdzielcze służące do przesyłania i rozdzielania (dystrybucji) energii elektrycznej przy wykorzystaniu napięć nie wyższych niż 110 kV [141, 144, 279, 331].

Tworzenie oraz rozbudowa sieci dystrybucyjnych następuje w wyniku procesu zwanego elektryfikacją. W publikacji [184] jako elektryfikację określa się racjonalny proces, którego celem jest niezawodne dostarczenie energii elektrycznej o wymaganej jakości wszystkim odbiorcom energii elektrycznej. Proces ten obejmuje trzy podstawowe etapy [184]:

- projektowania,
- budowy,
- eksploatacji.

Na etapie projektowania tworzony jest projekt sieci elektroenergetycznej spełniającej różnorodne kryteria, z których najważniejszymi są bezpieczeństwo obsługi oraz osób postronnych, a także niezawodność dostaw energii do odbiorców z zachowaniem jej wysokiej jakości.

Etap budowy polega na realizacji uprzednio stworzonego i zatwierdzonego projektu, aż do chwili uruchomienia wszystkich stacji i linii elektroenergetycznych w sieci dystrybucyjnej.

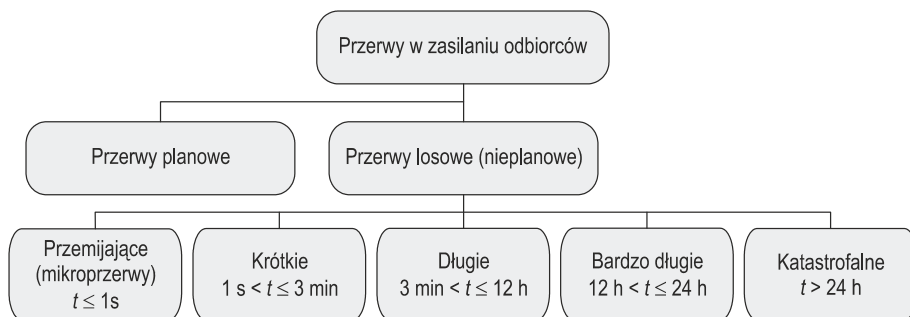
Na etapie eksploatacji wszystkie urządzenia znajdują się już w warunkach pracy. Przed uruchomieniem układu elektroenergetycznego należy opracować instrukcje eksploatacji oraz zasady prowadzenia ruchu całej sieci, a także wytyczne kontroli zdatności urządzeń.

W warunkach rzeczywistych najczęściej mamy do czynienia z rozbudową sieci o nowe linie lub stacje oraz z jej modernizacją.

Budowa sieci dystrybucyjnych lub ich fragmentów wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Biorąc pod uwagę, iż czas eksploatacji sieci wynosi kilkadziesiąt lat, podjęcie decyzji o ich budowie, wyborze parametrów technicznych i optymalnym czasie eksploatacji powinno zostać poprzedzone szczegółowymi analizami technicznymi oraz ekonomicznymi. W analizach takich powinna być uwzględniana zawodność układów sieciowych. Tymczasem, jak pokazuje praktyka znaczne koszty zawodności (zarówno u odbiorców, jak i dystrybutorów energii elektrycznej) nie są najczęściej w ogóle uwzględniane na etapie projektowania układów sieciowych. Jest to związane głównie z brakiem wiarygodnych danych o awaryjności elementów i urządzeń sieci dystrybucyjnych, wyznaczonych na podstawie wieloletnich obserwacji. Jak wykażą kolejne rozdziały pracy, problem niezawodności jest niezwykle istotny, zarówno na etapie projektowania, budowy, jak i eksploatacji sieci.

Wszelkie zakłócenia w pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych mogą powodować przerwy w zasilaniu odbiorców lub pogarszanie jakości dostarczonej energii. Skutkiem takiego stanu rzeczy są straty gospodarcze (ekonomiczne) u odbiorców, ale także u dystrybutorów energii. Niewłaściwe parametry jakościowe energii elektrycznej stwarzają różnorodne ograniczenia w działalności oraz egzystencji odbiorców. W skrajnych przypadkach może to prowadzić do zagrożenia zdrowia lub życia ludzkiego.

Klasyfikację przerw w zasilaniu odbiorców w energię przedstawia rysunek 1.1.



Rys. 1.1. Klasyfikacja przerw w zasilaniu odbiorców w energię elektryczną (rysunek własny na podstawie [354])

Przerwy planowe w zasilaniu występują na skutek celowych wyłączeń, dokonywanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne, z powodu konieczności wykonania rozmaitych prac na urządzeniach sieciowych. Rozróżnia się cztery podstawowe rodzaje wyłączeń planowych:

- wyłączenia planowe eksploatacyjne, związane z pracami eksploatacyjnymi na wyłączonych elementach sieci,
- wyłączenia planowe remontowe, związane z remontami wyłączonych elementów sieciowych,

- wyłączenia planowe inwestycyjne, związane z instalowaniem nowych urządzeń w sieci, przyłączaniem nowo wybudowanych stacji oraz linii, itp.,
- wyłączenia planowe bezpieczeństwa, związane z zapewnieniem bezpieczeństwa ludzi pracujących przy innych urządzeniach sąsiadujących z wyłączonymi.

W przypadku wyłączeń planowych, wiadomość o porze i czasie ich trwania musi być wcześniej ustalona oraz przekazana odbiorcom energii z wyprzedzeniem czasowym pozwalającym na ich przygotowanie się do mającej nastąpić przerwy w zasilaniu.

W sieciach dystrybucyjnych zasilających odbiorców komunalnych około 95% wyłączeń planowych stanowią wyłączenia eksploatacyjne i remontowe [143].

Obecnie coraz więcej prac remontowych i konserwacyjnych przeprowadza się przy wykorzystaniu techniki prac pod napięciem, co w zdecydowanym stopniu ogranicza liczbę oraz czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców.

Występowanie oraz charakter nieplanowych przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej są uwarunkowane wieloma czynnikami. Zależą one od stanu technicznego oraz układu sieci, w której wystąpiło zakłócenie, jej wyposażenia w aparaturę łączeniową i automatykę oraz od miejsca, rodzaju i przyczyny awarii. Zakłócenie nie musi być związane z uszkodzeniem elementu sieci. Może ono być skutkiem zwarć przemijających w sieci, bądź błędnym działaniem układów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Zdarzają się także przypadki błędnych operacji łączeniowych dokonywanych przez obsługę linii lub stacji [143, 305].

Występowanie przerw w zasilaniu jest nieuchronne, gdyż sieci elektroenergetyczne wyposażone są w urządzenia o określonej niezawodności. W układach elektroenergetycznych może wystąpić kilka rodzajów przerw, a mianowicie [186, 248, 299, 324]:

- przerwy wywołane uszkodzeniami elementów systemu elektroenergetycznego,
- przerwy spowodowane wadliwym działaniem zabezpieczeń i automatyki elektroenergetycznej,
- przerwy wywołane błędnymi operacjami łączeniowymi,
- przerwy wynikające z planowych prac remontowo-konserwacyjnych,
- przerwy związane z przeciążeniem elementów sieci elektroenergetycznych.

Im sieć dystrybucyjna jest większa i bardziej złożona, tym większe jest prawdopodobieństwo, że niektórzy odbiorcy zostaną narażeni na przerwy w zasilaniu. Poprawę niezawodności zasilania można uzyskać poprzez zwiększenie nakładów inwestycyjnych lub kosztów eksploatacji. Dlatego też zagadnienia niezawodności są bardzo ściśle powiązane z zagadnieniem obliczeń gospodarczych oraz metodami optymalizacji [379]. Zagadnienia tego typu zostały poruszone także w tym opracowaniu.

Niniejsza praca dotyczy etapu eksploatacji sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia oraz stacji 110 kV/SN, niemniej wyniki analiz w niej zawartych

mogą znaleźć szerokie zastosowanie także na etapie projektowania oraz budowy nowych sieci dystrybucyjnych.

W rozdziałach teoretycznych zaprezentowano struktury i układy pracy stacji i sieci dystrybucyjnych. Wskazano na aktualne trendy obowiązujące przy projektowaniu oraz budowie układów sieciowych. Zaprezentowano aktualne statystyki odnoszące się do krajowych sieci dystrybucyjnych. Omówiono także podstawowe zagadnienia teorii niezawodności układów elektroenergetycznych.

Podstawowym celem pracy jest analiza niezawodności sieci dystrybucyjnych SN i nN oraz stacji 110 kV/SN, a także urządzeń (elementów) w nich eksploatowanych. Wyznaczono podstawowe wskaźniki oraz funkcje niezawodnościowe rozważanych urządzeń i układów. Dokonano także analizy sezonowości oraz przyczyn awarii. Wskazano najczęściej uszkodzające się elementy urządzeń.

W pracy przeprowadzono także obszerną analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność awarii. Wyznaczono wartości empiryczne intensywności awarii dla poszczególnych przedziałów temperatury, a także funkcje aproksymacyjne. Analiza tego typu nie była, według wiedzy autora, dotychczas prezentowana w krajowej literaturze technicznej. Mimo szerokiej kwerendy bibliotecznej, autor nie natrafił na analogiczne analizy także w literaturze światowej.

Wszelkie przeprowadzone analizy niezawodnościowe odnoszą się do etapu eksploatacji, a więc uwzględniają rzeczywiste warunki, w jakich urządzenia są eksploatowane, wszelkie narażenia środowiskowe (zewnętrzne) oraz wynikające z pracy jak również zjawisk zachodzących w sieci dystrybucyjnej (wewnętrzne). Analiza tego typu pozwala na uwzględnienie wszelkich czynników oddziałujących na urządzenie, a nie tylko zjawisk starzeniowych i zmęczeniowych, jak ma to miejsce w przypadku niezawodnościowych badań laboratoryjnych.

1.2. Dane statystyczne sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia eksploatowanych w Polsce

W elektroenergetyce krajowej podstawowym źródłem energii są elektrownie ciepłne zawodowe. Bilans produkcji energii elektrycznej w latach 1995-2011 przedstawia tabela 1.1 [1, 123], zaś strukturę zużycia energii dla całego kraju prezentuje tabela 1.2 [1, 123].

Sieci dystrybucyjne średniego i niskiego napięcia stanowią największą pod względem długości linii oraz liczby stacji część systemu elektroenergetycznego. Długość linii napowietrznych średniego napięcia stanowi około 40%, natomiast długość linii napowietrznych niskiego napięcia około 50% całkowitej długości wszystkich linii napowietrznych. Linie wysokich i najwyższych napięć stanowią więc mniej niż 10% długości linii napowietrznych. Długości linii napowietrznych eksploatowanych w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 1995-2011, przedstawia tabela 1.3 [1, 123].

Długość linii kablowych średniego napięcia stanowi z kolei około 32,94%, przy udziale długości linii kablowych niskiego napięcia wynoszącym około 66,98% całkowitej długości wszystkich linii kablowych. Linie kablowe wysokich i najwyższych napięć stanowią więc tylko około 0,08% długości wszystkich linii kablowych. Długości linii kablowych eksploatowanych w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 1995-2011, przedstawia tabela 1.4 [1, 123].

Także pod względem liczby stacji transformatorowo-rozdzielczych, sieci dystrybucyjne są największym podsystemem elektroenergetycznym. Stacje SN/nN oraz nieliczne SN/SN stanowią ponad 99% wszystkich stacji elektroenergetycznych. Statystykę stacji dystrybucyjnych średniego napięcia na tle stacji o innych napięciach znamionowych przedstawia tabela 1.5 [1, 123].

Liczba transformatorów zależna jest od liczby stacji. Tak więc największą grupę transformatorów stanowią jednostki SN/nN. Ich liczbę przedstawia tabela 1.6 [1, 123]. W celach porównawczych zestawiono w niej także dane liczbowe transformatorów o innych przekładniach.

W tabeli 1.7 przedstawiono moce zainstalowanych transformatorów sieciowych według przekładni [1, 123].

Największa liczba odbiorców energii przyłączonych jest do sieci niskiego napięcia (tab. 1.8). Zużywają oni także najwięcej energii, mimo dużych mocy odbiorców przyłączonych do sieci SN oraz WN (tab. 1.9) [1, 123].

Liczba odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia miejskich oraz terenowych nie jest jednakowa. Także zużycie energii przez tych odbiorców jest zróżnicowane. W tabeli 1.10 przedstawione zostały wskaźniki charakteryzujące odbiorców miejskich oraz terenowych przyłączonych do sieci niskiego napięcia [1, 123].

Odbiorcy zasilani z sieci terenowych przyłączani są do nich zazwyczaj za pomocą przyłączy napowietrznych, natomiast odbiorcy miejscy za pomocą przyłączy kablowych. W tabeli 1.11 przedstawiono długości oraz liczbę przyłączy w latach 1995-2011 [1, 123].

Bardzo ciekawym zagadnieniem jest bilans energii w sieciach dystrybucyjnych SN oraz nN. Przykładowe dane na ten temat zawiera tabela 1.12 [1, 123].

Tabela 1.1. Bilans wytworzenia energii elektrycznej w Polsce w latach 1995-2011 [GWh]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ogółem	143361	147975	148147	147397	145619	148473	149921	148594	156615	159472	161937	166531	167109	164339	159123	163968	170328
Razem	139005	143174	142790	142789	142128	145183	145615	144125	151630	154159	156935	161742	159348	155494	151720	157658	163548
elektrownie ciepłone zawodowe	126777	131118	130960	130960	130615	133831	133626	132351	140218	142151	144899	153015	150667	147509	143460	147696	151695
elektrociepłownie przemysłowe	8363	8131	8006	7484	7203	7201	7714	7760	7938	8097	8008	8062	7663	6611	6549	7549	7861
elektrownie wodne	3851	3910	3816	4328	4282	4115	4220	3905	3293	3691	3778	3018	2937	2747	2972	3488	2762
źródła odnawialne (poza wodnymi)	14	15	8	17	27	36	55	109	181	220	251	367	724	1092	1411	2080	3683
Import	4356	4801	5357	4608	3491	3290	4306	4469	4985	5312	5002	4789	7761	8480	7403	6310	6780

Tabela 1.2. Bilans zużycia energii elektrycznej przez odbiorców finalnych w Polsce w latach 1995-2011 [GWh]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energia wprowadzona do sieci energetyki zawodowej	124059	128012	127940	127677	125820	128481	128767	128018	135176	137700	140667	144540	145268	142445	137240	140596	145556
Zużycie w kraju	118209	122017	123920	123978	122621	124576	124689	122657	127159	130603	131186	136735	139584	143016	149529	144453	147668
Razem	96119	99275	101095	101258	99551	101323	100639	99535	102956	106089	107400	113025	116564	118951	113914	119920	121942
na WN	29823	29553	29770	28784	26801	27290	25572	24034	25291	26271	24945	25664	27005	27233	23465	25457	26483
na SN	26694	27687	28423	28705	28543	29665	29884	30158	31311	33176	34581	37033	38854	39508	38119	40433	41853
Razem	39601	42035	42902	43770	44207	44468	45183	45343	46354	46938	47875	50328	50705	52210	52330	54030	53606
na nN w tym gospodarstwom domowym i rolnym	23592	24717	25145	25525	25833	25787	25986	25741	26342	25710	26336	27549	27486	28269	28684	29813	29435
Zużycie w przesyłce i dystrybucji	27	34	30	193	305	277	295	298	321	307	309	320	300	312	318	333	309

Tabela 1.3. Długości linii napowietrznych eksploatowanych w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 1995-2011 [km]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Linie napowietrzne NM	Razem	44824	44979	45165	45204	45174	45215	45209	45290	45321	45378	45517	45643	45578	45916	46112	46084
	750 kV	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
	400 kV	4552	4552	4590	4677	4689	4660	4660	4660	4830	4832	4831	4919	4920	4920	5261	5303
Linie napowietrzne SN	220 kV	8174	8176	8192	8127	8103	8116	8112	8119	8127	8123	8140	8151	8151	8004	8088	8005
	110 kV	31817	31982	32083	32247	32298	32284	32325	32227	32248	32310	32344	32458	32393	32537	32607	32613
	Razem	221391	222086	222753	223326	223612	223974	223821	223650	224242	233921	233855	234105	234270	234202	234404	234741
Linie napowietrzne LN	40 - 60 kV	347	275	185	158	158	158	79	67	63	49	31	24	24	24	24	24
	30 kV	4724	4330	4087	4017	3985	3990	3805	3557	3838	3766	3737	3652	3485	3416	3290	3258
	15 - 20 kV	215547	216757	217839	218546	218880	219374	219296	219287	220140	228772	229060	229133	229273	229557	230023	230096
poniżej 15 kV	773	724	642	605	589	452	475	479	478	1248	1288	1277	1461	1420	1407	1404	1354
Linie napowietrzne nN:	281369	282160	282471	282770	283284	284116	284200	283552	285665	287415	286994	288061	288232	289723	290360	289977	291671
Razem	547417	549070	550203	551261	552100	553264	553236	552411	555197	566657	566227	567683	568145	569503	570680	570830	572487

Tabela 1.4. Długości linii kablowych eksploatowanych w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 1995-2011 [km]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Linie kablowe WN	45	45	46	46	51	48	56	64	69	79	79	93	97	116	147	164	165
	Razem	48856	49724	50748	51921	53163	54345	55081	56189	57048	61839	62976	65384	66309	67568	68998	70760
Linie kablowe SN	30 - 60 kV	137	123	123	114	115	112	111	138	179	161	164	174	176	175	197	197
	15 - 20 kV	40762	41772	42831	44166	45340	46554	47647	49630	53802	54544	55558	56926	57907	59325	60867	62651
	poniżej 15 kV	7957	7829	7794	7641	7698	7679	7323	7429	7280	7858	7283	8284	8226	8068	7934	7912
Linie kablowe nN:	91383	94937	97798	98502	102066	105755	107237	110616	114170	122094	125776	128575	128788	134163	137730	140320	144307
Razem	140284	144706	148592	150469	155270	160148	162374	166869	171287	184012	187843	191644	194269	200588	205445	209482	215252

Tabela 1.5. Liczba stacji elektroenergetycznych eksploatowanych w Polsce w latach 1995-2011 z uwzględnieniem napięcia strony górnej [szt.]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Razem	207878	210759	213269	215904	218256	220820	223432	225402	227720	235570	237521	239282	241382	243621	245908	248069	250568
400 i 750 kV	27	28	28	28	29	30	30	31	31	31	31	31	31	32	33	35	35
220 kV	64	64	64	64	64	64	64	66	66	66	67	67	67	69	69	67	67
110 kV	1252	1264	1273	1282	1295	1308	1319	1328	1328	1347	1356	1357	1370	1372	1392	1405	1426
Średnie napięcie	206535	209403	211904	214530	216868	219418	222019	223977	226295	234126	236067	237827	239914	242148	244414	246562	249040

Tabela 1.6. Liczba transformatorów eksploatowanych w stacjach elektroenergetycznych w Polsce w latach 1995-2011 z uwzględnieniem ich przekładni [szt.]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Razem	210909	214175	217001	219474	222535	225836	228210	228604	230396	238936	240554	242987	245199	247240	248787	251432	254204
WN/WN	155	156	157	157	159	160	159	164	164	167	168	172	175	179	183	185	187
WN/SN	2308	2356	2376	2385	2427	2441	2450	2464	2473	2493	2527	2536	2490	2497	2532	2553	2575
SN/SN	304	317	310	295	296	277	270	262	239	285	264	259	1241	1219	1214	1215	1213
SN/nN	208142	211346	214158	216637	219653	222958	225331	225714	227520	235991	237595	240020	241293	243345	244858	247479	250229

Tabela 1.7. Moc transformatorów sieciowych eksploatowanych w stacjach elektroenergetycznych w Polsce w latach 1995-2011 z uwzględnieniem ich przekładni [MVA]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Razem	109690	111819	113260	114634	116628	118772	120120	122339	122716	125353	126629	128554	133073	135001	139112	141417	143504
WN/WN przesyłowe	32822	33212	33292	33662	34152	34692	35102	36492	36322	37082	37172	37482	37962	38942	41082	41572	41847
WN/WN dystrybucyjne	480	480	480	480	480	480	480	640	640	640	640	730	730	730	730	730	730
WN/NSN	42062	42881	43313	43602	44306	44714	44968	45374	45636	46123	46904	47722	46887	47430	48744	49700	50711
SN/NSN	1342	1387	1359	1275	1306	1274	1216	1206	1150	1133	1055	1027	5381	5296	5293	5280	5258
SN/mN	32984	33859	34816	35615	36384	37612	38354	38627	38968	40375	40858	41593	42114	42603	43263	44135	44958

Tabela 1.8. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci w latach 1995-2011, w zależności od ich napięcia znamionowego [tys.]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Odbiorcy WN	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Odbiorcy SN	24	24	25	25	25	26	26	26	27	27	27	28	29	30	31	31	32
Odbiorcy nN	14765	14838	14942	15063	15147	15263	15364	15440	15528	15635	15734	15846	16005	16171	16333	16456	16584
Razem	14790	14863	14967	15088	15172	15289	15391	15467	15555	15662	15762	15875	16034	16202	16364	16488	16617

Tabela 1.9. Energia zużyta przez odbiorców przyłączonych do sieci w latach 1995-2011, w zależności od ich napięcia znamionowego [GWh]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Odbiorcy WN	29823	29553	29770	28631	26628	26472	25387	23701	24391	25242	24169	25445	26767	26078	22394	23352	24635
Odbiorcy SN	26694	27687	28423	28705	28543	29565	29916	30158	31311	33176	34526	36875	38785	39508	38119	40433	41853
Odbiorcy nN	39601	42035	42902	43770	44207	44469	45153	45361	46335	46938	47828	49793	50668	52210	52330	54029	53606
Razem	96119	99275	101095	101105	99376	100506	100456	99220	102036	105356	106523	112103	116220	117796	112843	117814	120093

Tabela 1.10. Wskaźniki charakteryzujące odbiorców energii elektrycznej miejskich oraz terenowych przyłączonych do sieci niskiego napięcia w latach 1995-2011

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Miało	Liczba odbiorców łącznie	[tys.]	9444	9537	9776	9867	9896	9969	10091	10144	10196	10265	10326	10412	10530	10640	10695	10832
	Liczba gospodarstw domowych i rolnych	[tys.]	8326	8366	8428	8529	8675	8720	8840	8874	8910	8916	8997	9061	9152	9188	9284	9494
	Sprzedaż energii łącznie	[GWh]	26091	27584	28216	28322	29832	30613	30622	31187	31605	32072	33299	33810	34642	34319	33666	31889
	Sprzedaż energii gospodarstwom domowym i rolnym	[GWh]	14474	15329	15589	15911	16225	16461	16515	16647	16872	16765	17374	17328	17605	17663	18276	18170
Zużycie energii na 1 odbiorcę	$\left[\frac{\text{MWh}}{\text{odbiorcę}} \right]$	2,76	2,89	2,89	2,87	3,01	3,03	3,02	3,06	3,08	3,11	3,20	3,21	3,26	3,21	3,13	2,94	
Wieś	Liczba odbiorców łącznie	[tys.]	5321	5225	5161	5217	5250	5293	5273	5327	5370	5405	5489	5526	5609	5613	5576	
	Liczba gospodarstw domowych i rolnych	[tys.]	4637	4624	4608	4584	4580	4617	4596	4622	4532	4651	4660	4697	4702	4808	4822	4801
	Sprzedaż energii łącznie	[GWh]	13509	13987	14429	14451	14375	14494	14714	15051	15333	15755	16483	16858	17518	17690	18005	17264
	Sprzedaż energii gospodarstwom domowym i rolnym	[GWh]	9118	9387	9556	9615	9608	9545	9552	9695	9559	9799	10493	10715	11001	11352	11769	11553
Zużycie energii na 1 odbiorcę	$\left[\frac{\text{MWh}}{\text{odbiorcę}} \right]$	2,54	2,68	2,80	2,77	2,74	2,74	2,78	2,83	2,86	2,91	3,03	3,07	3,17	3,15	3,21	3,10	

Tabela 1.11. Liczba oraz długości przyłączy niskiego napięcia w latach 1995-2011

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Liczba przyłączy [szt.]	Razem	5887789	5961964	5961682	6082531	6133286	6199000	6223000	6259000	6313000	6424000	6352000	6393000	6436000	6503000	6571000	6624000	6740000
	napowietrzne	5491391	5549362	5532858	5613216	5652454	5660000	5647000	5639000	5654000	5714000	5633000	5642000	5632000	5634000	5645000	5635000	5656000
Długości przyłączy [km]	kablowe	396398	412602	428824	469315	500832	539000	576000	620000	659000	710000	719000	751000	804000	869000	926000	989000	1084000
	Razem	127549	128897	129962	132991	134983	136937	138527	139488	141532	144524	143666	145316	147795	148368	150824	152915	156094
Długości przyłączy [km]	napowietrzne	114933	116108	116291	118056	118812	119491	119964	119717	120339	121066	119829	120358	120666	120227	120748	120595	121163
	kablowe	12616	12789	13671	14935	16171	17446	18563	19771	21193	23458	23837	24958	27129	28141	30077	32320	34931

Tabela 1.12. Bilans energii dla sieci dystrybucyjnych SN oraz mN w latach 1995-2011 [GWh]

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Energia dostarczona do sieci	Razem	79790	83222	83777	83956	83887	84662	86047	88037	90381	92010	95870	98625	99984	99237	102919	102586	
	Energia z elektrowni zawodowych	2814	2701	2534	2497	2377	2269	2323	1808	1935	1918	1851	1841	1582	1881	1875	1694	
	Energia z elektrowni niezależnych i przemysłowych	178	150	203	329	410	411	453	122	129	117	109	91	67	61	86	75	79
	Energia ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych	82	115	100	103	122	164	196	240	275	317	290	321	473	523	703	1032	1441
	Energia z sieci 110 kV	76704	80243	80927	81012	80763	81804	83417	83350	85825	88001	89683	93598	96243	97819	96555	99928	99363
	Energia z sieci 220 i 400 kV	12	13	13	15	15	14	13	12	0	11	11	9	0	0	9	9	9
	Sprzedaż odbiorcom	66676	70154	71319	72520	72941	74327	75300	75624	77742	80274	82460	86881	89244	91498	89783	94570	95428
	Potrzeby własne stacji	2	9	10	175	270	248	261	260	285	266	268	280	259	273	281	295	272
	Eksport	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Do sieci 110 kV	492	466	504	522	579	469	491	206	110	138	118	86	89	80	737	195	169
Straty bilansowe	12620	12593	11943	10739	9897	9618	10261	9957	9900	9699	9161	8621	9031	8132	8434	7857	6716	

1.3. Problem badania niezawodności sieci dystrybucyjnych SN i nN oraz stacji 110 kV/SN na tle literatury

Współczesny odbiorca energii elektrycznej stawia bardzo wysokie wymagania dotyczące jakości oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej. Autor celowo rozdzielił pojęcie niezawodności od pojęcia jakości, gdyż ze względu na swoją wagę i specyfikę nie są to pojęcia równoważne. Przez jakość energii należy rozumieć zbiór cech określających, w jakim stopniu spełnia ona oczekiwania odbiorców. Jako niezawodność należy z kolei rozumieć zdolność sieci elektroenergetycznej lub urządzenia elektrycznego do spełnienia postawionych mu wymagań. Pomimo, iż w niektórych publikacjach można znaleźć informację, iż niezawodność jest jednym z parametrów jakości energii, autor traktuje te pojęcia jako odrębne. Oczywiście należy zdawać sobie sprawę, iż awarie parametryczne lub katastroficzne wpływają na parametry jakości energii, ale nie są one jedynymi czynnikami, które te parametry kształtują.

Systematycznie wzrastająca jednostkowa moc znamionowa stacji i linii średniego oraz niskiego napięcia w sieciach dystrybucyjnych zwiększa niebezpieczeństwo wyłączenia mocy o większych wartościach w przypadku ich awarii, a więc i większych ograniczeń w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Powoduje to powstanie znacznych strat materialnych, a w skrajnych przypadkach może prowadzić do zagrożenia zdrowia lub życia ludzkiego. Aby uniknąć powyższych zagrożeń projektanci sieci elektroenergetycznych muszą znać zasady, jakim podlega niezawodność urządzeń elektrycznych, a także dążyć do optymalnego doboru parametrów urządzeń, zapewniającego ich bezawaryjną eksploatację. Podstawowym celem oceny niezawodności nowo projektowanych układów elektroenergetycznych jest dobór optymalnych rozwiązań konstrukcyjnych tych układów. Ocena niezawodności sieci będących już w eksploatacji jest natomiast podstawą wyboru optymalnych sposobów ich eksploatacji oraz podjęcia ewentualnych decyzji budowlanych zapewniających wymagany poziom niezawodności. Ponadto daje ona możliwość uzyskania cennych doświadczeń uwzględnianych przy projektowaniu nowych stacji i linii.

Elementy, z których zbudowane są urządzenia elektroenergetyczne, charakteryzują się znacznym zróżnicowaniem pod względem trwałości. Jest to spowodowane między innymi zastosowaniem wielu materiałów, które w odmienny sposób reagują na czynniki niszczące (zakłócające), takie jak: niskie oraz wysokie temperatury, zawilgocenie, przepięcia sieciowe, wyładowania atmosferyczne, itp. Powoduje to, że w czasie eksploatacji niektóre elementy muszą być remontowane, inne wymieniane, natomiast pozostałe mogą pracować bez wyraźnego pogorszenia parametrów roboczych. Bardzo często występują uszkodzenia parametryczne urządzeń lub ich elementów składowych. Jeżeli nie zostaną one zauważone oraz usunięte podczas przeglądów lub remontów, wówczas przekształcają się w uszkodzenia katastroficzne. Dlatego też, analiza niezawodnościowa powinna być prowadzona w szerokim zakresie dla wszystkich urządzeń sieciowych. Pozwala ona bowiem na właściwe określenie czasowego planu remontów i przeglądów stacji (zwłaszcza

urządzeń ulegających najczęstszym awariom) tak, aby umożliwiały one wczesne wykrycie oraz usunięcie uszkodzeń, zanim doprowadzą do powstania awarii oraz przerw w zasilaniu odbiorców. Nie ma możliwości uniknięcia wszystkich przerw w zasilaniu, należy jednak dążyć do ich zminimalizowania. W ostatnich latach wprowadzono wiele nowych rozwiązań konstrukcyjnych oraz eksploatacyjnych (załącznik 1) wpływających na poprawę ciągłości zasilania odbiorców. Także coraz powszechniejsze wykorzystywanie generacji rozproszonej wpływa na wskaźniki niezawodnościowe sieci dystrybucyjnych (załącznik 2).

Koszty wynikające z zawodności sieci elektroenergetycznej, należy podzielić na trzy grupy [107, 183, 186, 347, 370, 377]:

- koszty strat u dystrybutora energii,
- koszty strat u odbiorców przemysłowych energii elektrycznej,
- koszty strat u odbiorców komunalnych energii elektrycznej.

W ciągu ostatnich kilku lat, między innymi w związku z wejściem Polski do struktur Unii Europejskiej, a także wystąpieniem na świecie awarii obejmujących swym zasięgiem znaczny obszar (Stany Zjednoczone, Kanada, Włochy, Polska (Warszawa [204], Szczecin)), wzrosło zainteresowanie problemem niezawodności układów elektroenergetycznych. Nawet najkrótsza przerwa pociąga bowiem za sobą niezadowolone odbiorców energii elektrycznej oraz straty materialne. Duża niezawodność pracy sieci dystrybucyjnych pozwala na ograniczenie czasów przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej, a w związku z tym na minimalizację kosztów strat, wynikających z niedostarczenia do odbiorców energii elektrycznej.

Niezawodność zasilania energią elektryczną, jako dział badań naukowych, pojawiła się w latach pięćdziesiątych ubiegłego wieku. Pojawienie się nowego działu elektroenergetyki uwarunkowane było wzrostem znaczenia ciągłości zasilania odbiorców energii elektrycznej. Problemy związane ze spełnieniem wymagań ciągłości można było rozwiązać jedynie poprzez wprowadzenie szczegółowych analiz na etapie zarówno projektowania, jak i eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych.

W literaturze można spotkać bardzo różnicowane definicje niezawodności [62, 183, 188, 212, 218, 257, 263, 296, 324, 327, 377, 378, 380, 390, 398]. Ogólnie, jako niezawodność określa się zdolność elementów do wypełniania zadanych funkcji w wyznaczonym okresie czasu, przy jednoczesnym nie przekraczaniu dopuszczalnych parametrów (obciążeń).

Zasadnicze przyczyny zawodności urządzeń energetycznych to [56, 62, 156, 171, 379]:

- błędy rozwiązań konstrukcyjnych i projektowych,
- wady materiałowe,
- błędy budowy i montażu urządzeń,
- zużycie eksploatacyjne materiałów,
- błędy w eksploatacji urządzeń,
- brak dbałości o należyty stan techniczny,
- czynniki (bodźce) zakłócające (zewnętrzne lub wewnętrzne).

Czynniki należące do pierwszych trzech grup ujawniają się najczęściej w okresie wstępnej eksploatacji urządzeń, natomiast pozostałe uwidaczniają się dopiero po dłuższym okresie użytkowania.

Wśród wielu pozycji literaturowych dotyczących zagadnień niezawodności oraz eksploatacji systemów elektroenergetycznych tylko nieliczne pozycje dotyczą bezpośrednio urządzeń sieci dystrybucyjnych. Jednym z powodów jest to, że stosowanie coraz dokładniejszych modeli matematycznych, w celu określenia niezawodności, wymaga zbierania i przetwarzania ogromnej liczby danych, które w wielu przypadkach nie są dostępne. Kolejnym ważnym zagadnieniem staje się zapewnienie jednorodności próbek. Należy zwrócić uwagę, że na parametry niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach, a przez to całych stacji, mają wpływ warunki panujące w miejscu ich zainstalowania. Należy więc rozpatrywać, niezależnie od siebie, stacje różniące się konstrukcją (np. wewnętrzne i napowietrzne), czy też charakterem obciążenia (stacje komunalne i przemysłowe).

Pierwszymi publikacjami, dotyczącymi problemów niezawodności w elektroenergetyce, jakie ukazały się w Polsce, były prace prof. Kazimierza Kopeckiego z Politechniki Gdańskiej. Rozpoczęte przez niego badania były kontynuowane w wielu ośrodkach naukowych w kraju, m.in. w Zespole Problemowym Jakości i Niezawodności Energii Elektrycznej przy Komitecie Elektrotechniki PAN oraz w Instytucie Energetyki w Warszawie. Na przełomie lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych polscy naukowcy osiągnęli w dziedzinie niezawodności istotne wyniki, o znaczeniu światowym. Niestety, w następnych latach, ze względu na złą sytuację gospodarczą i energetyczną kraju, kontynuowane na uczelniach prace miały głównie charakter akademicki. Mimo to powstało wówczas szereg prac przedstawiających nowe teorie oraz nowe metody określania parametrów niezawodnościowych. Na szczególną uwagę zasługują prace wykonane pod kierunkiem J. Sozańskiego z Politechniki Świętokrzyskiej [377, 378, 379, 380], Z. Kowalskiego z Politechniki Łódzkiej [183, 186, 187, 188, 189, 190], J. Popczyka z Politechniki Śląskiej [322, 323, 324, 327, 328, 329, 330], Z. Kozika z Politechniki Wrocławskiej [191, 192], W. Bojarskiego z PAN [50, 52], R. Matli z Politechniki Warszawskiej [255], K. Żmudy z Politechniki Śląskiej [323, 468, 469] oraz I. Dobrzańskiej z Politechniki Częstochowskiej. W kolejnych latach problem niezawodności systemów elektroenergetycznych rozważany był między innymi przez J. Paskę z Politechniki Warszawskiej [18, 19, 289, 290, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 301], Z. Wróblewskiego z Politechniki Wrocławskiej [12, 13, 14, 238, 367, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447] oraz J.C. Stępnia z Politechniki Świętokrzyskiej [84, 85, 103, 183, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394]. Badania dotyczące tego zagadnienia poruszane były w wielu publikacjach anglojęzycznych. Na szczególną uwagę zasługują prace R. Billintona i R.N. Allana z Imperial College w Londynie oraz S. Asgarpoora z Texas A&M University [2, 3, 4, 7, 8, 9, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43].

W krajowej literaturze nie podjęto problemu analizy niezawodności sieci dystrybucyjnych SN oraz nN, jako całości. Pojawiały się co prawda pewne analizy, ale

dotyczyły one zazwyczaj tylko wybranego aspektu niezawodności tych sieci lub były to jedynie przykłady obliczeniowe bazujące na przestarzałych wskaźnikach. Pokazywały metodę analizy, a nie konkretne wartości wielkości niezawodnościowych. Jedną z przyczyn takiego stanu rzeczy jest fakt, iż awarie w sieciach dystrybucyjnych dotyczą małych grup odbiorców, a więc ich skutki niesłusznie uznawane są za pomijalne. W związku z powyższym brak jest kompleksowych analiz dotyczących skutków awaryjności sieci SN i nN. W dostępnych publikacjach analizuje się najczęściej awaryjność urządzeń w sektorze wytwarzania energii [57, 85, 90, 91, 159, 191, 192, 290, 296, 298, 420] oraz w układach jej przesyłu sieciami wysokich i najwyższych napięć [19, 20, 51, 84, 124, 159, 239, 284, 289, 296, 297]. Dość szeroko w krajowej literaturze technicznej omawiane są także zagadnienia awaryjności i niezawodności poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych, jak transformatory, łączniki, itp. [6, 15, 65, 70, 74, 218, 219, 232, 233, 383, 396, 440, 441, 442, 443, 444]. Większość publikacji dotyczących niezawodności sieci dystrybucyjnych odnosi się do analizy awaryjności linii napowietrznych i kablowych SN [13, 14, 174, 175, 176, 183, 341, 367, 393, 416, 443, 458, 468].

Analiza dotycząca zagadnień niezawodności sieci SN oraz stacji elektroenergetycznych SN/nN, a także urządzeń w nich eksploatowanych przeprowadzona była na podstawie danych z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego wieku przez J. Sozańskiego z Politechniki Świętokrzyskiej. Jej wyniki zostały opublikowane w 1974 roku w publikacji [378]. W późniejszych pracach dotyczących wspomnianego zagadnienia autorzy powoływali się zazwyczaj na tę publikację lub też na inne źródła, zawsze jednak na dane sprzed co najmniej trzydziestu lat. W związku z postępowaniem w dziedzinie inżynierii materiałowej, w technologii wytwarzania urządzeń elektroenergetycznych, a także w wyniku znacznych zmian obciążenia systemu, wskaźniki te nie odzwierciedlały rzeczywistych parametrów niezawodnościowych. W związku z powyższym zaistniała konieczność przeprowadzenia nowych badań. Wyniki analizy niezawodności stacji SN/nN opublikowano w pracach [62, 63, 64, 65, 70, 71, 72, 73]. Wyniki dalszych prac badawczych prezentuje niniejsza monografia.

Awarie w układach dystrybucyjnych są dość częste, zwłaszcza w sieciach terenowych. Skutkiem takiego stanu rzeczy są znaczne koszty strat u odbiorców oraz dystrybutorów energii elektrycznej. Skutki gospodarcze niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych zostały szczegółowo zaprezentowane w publikacjach [63, 64, 66, 68, 72].

Wdrożenie nowoczesnych metod oceny niezawodności sieci elektroenergetycznych wymaga rozwiązania wielu problemów zarówno organizacyjnych, jak i metodycznych, a także stworzenia odpowiednich baz danych. Wprowadzenie w ostatnich latach komputerowych systemów rejestracji awarii w krajowych zakładach energetycznych rozwiązało tylko w pewnym stopniu problem dostępu do danych.

Wyznaczanie niezawodności sieci, oparte na jej strukturze oraz znanych parametrach niezawodnościowych, umożliwia określenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii, a także przerwy w zasilaniu odbiorców [23, 28, 62, 161, 186, 377,

379, 392] oraz wyznaczenie kosztów zawodności. Najczęściej stosowanym w ocenie niezawodności układów elektroenergetycznych współczynnikiem jest współczynnik zawodności [161, 171, 186, 213, 218, 261, 264, 265, 266, 267, 299, 327, 332, 333, 375, 377, 378, 379, 427].

Niezawodność elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej jest zależna nie tylko od parametrów niezawodnościowych poszczególnych jej urządzeń, ale także od ich wzajemnego powiązania w układy funkcjonalne. Sieci elektroenergetyczne są układami złożonymi i dlatego ich analizę niezawodnościową przeprowadza się wykorzystując strukturalne schematy niezawodnościowe. Schematy te bardzo często posiadają strukturę różniącą się zdecydowanie od struktury funkcjonalnej układu. Jest to związane z tym, że schemat strukturalny ma na celu odwzorowanie wpływu danego urządzenia na niezawodność pracy całej sieci, a nie pokazanie jej struktury. Wyróżnia się trzy podstawowe struktury wykorzystywane w schematach niezawodnościowych: szeregową, równoległą oraz mieszaną. Struktura szeregową charakteryzuje się tym, iż uszkodzenie jednego elementu wpływa na niezdatność całego zgrupowania. W przypadku struktury równoległej zgrupowanie jest zdatne w przypadku działania (zdatności) określonej liczby elementów.

Przy analizie niezawodności struktur mieszanych stosuje się zastępowanie pewnych cząstkowych układów (szeregowych lub równoległych) jednym elementem lub w przypadku struktur bardziej złożonych, metody oparte na przedstawionych zasadach, uzupełnione o założenia charakterystyczne dla danej metody [161, 171, 186, 264, 332, 333, 375, 377, 378, 379, 427].

Metoda oparta na współczynnikach zawodności oraz niezawodności jest metodą bardzo wygodną oraz prostą obliczeniowo i przez to najczęściej stosowaną. Nie daje ona jednak pełnej i dokładnej informacji o niezawodności układu [161, 171, 186, 264, 332, 333, 375, 377, 378, 379, 427].

Bardzo powszechne są również metody oparte na współczynnikach zawodności, średnich intensywnościach uszkodzeń oraz średnim czasie trwania awarii [161, 171, 186, 264, 332, 333, 375, 377, 378, 379, 427]. Wielkości te, wykorzystywane do obliczeń, ustalane są na podstawie danych statystycznych. Pozwalają one na uzyskanie pełniejszej informacji niezawodnościowej niż metoda współczynników zawodności. Przy jej zastosowaniu można obliczyć średnią intensywność oraz średni czas trwania awarii całego układu, co pozwala na wyznaczenie wypadkowego współczynnika zawodności.

Wadą obu powyższych metod jest operowanie podczas obliczeń na wartościach średnich analizowanych parametrów niezawodnościowych. Ponadto:

- metody te nie uwzględniają problemu współzależności awarii, rozprzestrzeniania się awarii w zgrupowaniach równoległych i punktach węzłowych,
- w obliczeniach dla zgrupowań równoległych nie uwzględnia się wpływu zmienności obciążeń, co ma znaczny wpływ na wynik obliczeń,
- w otrzymanych wynikach nie uwzględnia się wielu przerw wywołanych zakłóceniami bez uszkodzeń.

Ponadto posługiwanie się metodą współczynników zawodności nie daje żadnych informacji o wypadkowej rocznej intensywności awarii oraz przerw w zasilaniu, a także o rozkładach poszczególnych czasów, które są bardzo istotne przy obliczaniu kosztów strat zarówno u odbiorcy, jak i dystrybutora energii elektrycznej.

Układy sieci elektroenergetycznych są często bardzo skomplikowane. Posiadają kilka niezależnych źródeł zasilania oraz wiele punktów odbiorczych. Równie skomplikowane są „drogi” łączące miejsca zasilania z odejściami odbiorczymi. Cechą niezawodności sieci dystrybucyjnych jest możliwość występowania wielu stanów awaryjnych, tzn. sieć może być w pełni zdalna ruchowo, może posiadać uszkodzenia, które nie powodują przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej, lub też może znajdować się w stanie awarii uniemożliwiającej zasilanie odbiorców. Jest to więc pod względem niezawodnościowym obiekt wielostanowy. Sytuacja powyższa powoduje, że do analizy niezawodności tych układów powinny być wykorzystywane inne metody niż wspomniane wcześniej. Do metod takich zaliczyć należy między innymi metody oparte na procesach Markowa lub procesach Semi-Markowa [8, 18, 39, 42, 43, 55, 101, 120, 147, 151, 161, 218, 219, 226, 375, 432, 455, 457, 460]. Metody oparte na łańcuchach Markowa są aktualnie z powodzeniem stosowane do oceny prawdopodobieństwa pracy bloków energetycznych z ograniczeniem mocy [17, 43, 110], a także wyznaczania wskaźników dyspozycyjności i zawodności linii elektroenergetycznych [80, 84]. W literaturze anglojęzycznej można znaleźć również próby zaadaptowania łańcuchów Markowa do modelowania całych systemów elektroenergetycznych [55, 86, 100].

Inną metodą, którą można zastosować do analizy problemów niezawodnościowych sieci elektroenergetycznych jest metoda Monte Carlo [40, 41, 42, 53, 54, 271, 360, 452]. W pracach [8, 53] przedstawione zostało zastosowanie metod analitycznych oraz symulacyjnych z użyciem metody Monte Carlo do wyznaczania niezawodności węzłów systemu dystrybucyjnego. Metody te uwzględniają procesy starzeniowe układu. Metoda Monte Carlo jest także wykorzystywana do oceny kosztów wynikających z niedostarczenia do odbiorców energii elektrycznej [40, 41, 42]. W artykule [365] zaproponowano wykorzystanie tej metody do oceny niezawodności rozległych systemów, ze szczególnym uwzględnieniem miejsc o dużym prawdopodobieństwie wystąpienia awarii.

Parametry takie, jak: współczynnik niezawodności, współczynnik zawodności, średni czas trwania awarii, średnia intensywność awarii nie dają pełnej informacji niezawodnościowej na temat rozważanego obiektu. Kompletną informację niezawodnościową można uzyskać poprzez określenie rozkładów funkcji niezawodnościowych [128, 219, 220, 250, 333, 378, 394].

W teorii statystyki matematycznej stosowanych jest wiele rozkładów. Większość z nich nie znajduje jednak zastosowania w teorii niezawodności. Praktycznie wykorzystywane są cztery rozkłady: normalny, wykładniczy, logarytmiczno-normalny oraz Weibulla. Analityczna analiza niezawodności, nawet złożonych układów, jest dość prosta w przypadku, gdy poszczególne rozkłady są rozkładami wykładniczymi. Niestety, w praktyce rozkłady są najczęściej różne od wykładniczych.

czych. W takiej sytuacji wyznaczenie parametrów niezawodnościowych układu jest bardzo skomplikowane. Aby uniknąć pracochłonnych obliczeń można zastosować metodę symulacyjną opartą na rozszerzonych sieciach Petriego [73, 85, 102, 161, 381, 394]. Metoda ta umożliwia obliczenie wartości średnich poszczególnych parametrów, jak i znalezienie rozkładów podstawowych funkcji niezawodnościowych. Zaletą tej metody jest możliwość zadeklarowania różnych rozkładów funkcji niezawodności oraz odnowy dla każdego elementu wchodzącego w skład rozpatrywanego obiektu.

W literaturze można spotkać także wiele innych metod pozwalających na określenie parametrów niezawodnościowych układów elektroenergetycznych: metoda przekrojów niesprawności [378, 379, 455], metoda dwuskładnikowych schematów niezawodnościowych (oparta na metodzie Sinczugowa) [186, 455], metoda schematów strukturalnych [186, 219, 254, 264, 379], metoda Goca [186], metoda Dąbrowskiego [186], metoda oparta na sieciach Bayesa [453], czy też metody oparte na inteligentnych systemach obliczeniowych (np. metody oparte na sieciach neuronowych, algorytmach genetycznych czy też zbiorach rozmytych) [5, 16, 102, 103, 107, 109, 110, 288, 289, 297, 346, 384].

W pracach [8, 9] autorzy przedstawili koncepcję oceny niezawodności systemu dystrybucyjnego bazującą na metodologii analitycznej. W metodzie tej modeluje się starzejące się elementy wyposażenia elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych i wykonuje ocenę wskaźników niezawodnościowych. Otrzymuje się w ten sposób: wskaźnik awaryjności, średni czas przestoju oraz średni roczny czas przestoju dla każdego punktu wyprowadzenia mocy. Powyższe wskaźniki i współczynniki niezawodnościowe przedstawiono także w publikacjach innych autorów, m.in. w [158, 296].

W pracy [223] przedstawione zostały wskaźniki niezawodnościowe promienowego systemu dystrybucji energii, jako funkcji parametrów struktury sieci. Zaproponowano w niej także metodę oceny średniego czasu przerw w zasilaniu odbiorców oraz rocznej wartości niedostarczonej energii na podstawie przyczyn awarii sieci.

W pracy [34] zaproponowano metodę oceny niezawodności wiejskiego systemu dystrybucyjnego z wykorzystaniem jednostkowych kosztów strat w dostawie energii elektrycznej. Przedstawiono koszty strat wynikające z braku zasilania odbiorców jako funkcję czasu trwania przerwy, jak i parametrów charakteryzujących samego odbiorcę. W pracy tej przedstawiono analizy w oparciu o dane z małego systemu dystrybucji w Kanadzie.

W literaturze polskiej do oceny niezawodności stosuje się najczęściej takie wskaźniki, jak: średnia intensywność awarii, średni czas trwania awarii, współczynnik zawodności oraz średni roczny czas trwania awarii, a także średnia wartość niedostarczonej do odbiorców energii. W międzynarodowych dokumentach normalizacyjnych oraz w opracowaniach naukowych wykorzystywane są odmienne wskaźniki. Do najczęściej prezentowanych należą [8, 9, 296]:

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) przerw na odbiorcę, zdefiniowany jako iloraz liczby

wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci. Jeżeli nie ustalono inaczej, SAIFI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut (lub 1 minuty w zależności od przyjętej konwencji).

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) – średnia liczba przerw na dotkniętego wyłączeniem odbiorcę, zdefiniowana jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby wyłączonych odbiorców.

MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik średniej liczby przerw chwilowych dla odbiorcy, ustalony jako średnia w ciągu roku liczba krótkich przerw w zasilaniu o czasie trwania poniżej 3 minut lub poniżej 1 minuty, jakiej może spodziewać się odbiorca. Jest obliczany jako stosunek liczby wszystkich przerw krótkich w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) czasu trwania przerw w roku, wyznaczony jako suma czasu trwania wszystkich przerw w roku (w minutach), podzielona przez liczbę odbiorców przyłączonych do sieci.

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) – średni czas trwania przerwy. Jest to średni czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw nieplanowanych. Obliczany jest jako suma czasu trwania wszystkich przerw w zasilaniu odbiorców (w minutach) podzielona przez liczbę wszystkich wyłączeń odbiorców. Jeżeli nie ustalono inaczej, CAIDI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut (lub 1 minuty).

ASAI (Average Service Availability Index) – wskaźnik dyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach) gdy zasilanie było dostępne do czasu, gdy było ono zapotrzebowane.

ASUI (Average Service Unavailability Index) – wskaźnik niedyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach) gdy zasilanie było niedostępne do czasu gdy było ono zapotrzebowane.

AENS (Average Energy Not Supplied) – średnia (oczekiwana) roczna ilość energii niedostarczonej, określona jako stosunek energii niedostarczonej odbiorcom w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.

Coraz częściej do przeprowadzania analiz niezawodnościowych wykorzystywane są specjalistyczne oprogramowania. Do najważniejszych należą [296]:

CREAM – opracowany przez EPRI (Electric Power Research Institute), USA,

TRELSS – opracowany przez EPRI, USA,

PROCOSE – opracowany przez Ontario Hydro, Kanada,

NIEZ – opracowany przez Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Polska,

ZuBer – opracowany przez Saarbrücken TU, Niemcy,

COMPASS – opracowany przez UMIST (University of Manchester Institute of Science and Technology), Wielka Brytania,

TPLAN – opracowany przez PTI, USA,

GRARE – opracowany przez CESI, Włochy.

Do szeroko omawianych w literaturze technicznej w Polsce należą programy NIEZ i TRELSS [21, 296, 297]. Aplikacja NIEZ służy do wyznaczania wskaźników odnoszących się do przerw w zasilaniu oraz ograniczeń dostaw energii. Jej główne zastosowanie ogranicza się do analizy niezawodnościowej sieci, jednak umożliwia ona także uwzględnienie wpływu na niezawodność tej sieci jednostek wytwórczych. Jej zaletą jest możliwość analizy rozprzestrzeniania się zakłóceń w sieci elektroenergetycznej. Program TRELSS służy do analizowania systemów elektroenergetycznych w stanach awaryjnych oraz zakłóceńowych, do których zaliczyć można: stany przeciążenia elementów sieci, odchylenia napięcia, ograniczenia mocy, itp. W programie tym wykorzystuje się podejście polegające na stworzeniu wykazu możliwych stanów zakłóceńowych oraz wyborze i analizie stanów zagrożenia dla określonych warunków awarii systemu i na tej podstawie wyznaczenie wskaźników niezawodnościowych.

1.4. Cel i układ pracy

W ostatnich latach wzrosło znacznie zainteresowanie problemem niezawodności zasilania energią elektryczną. Niestety większość prac i publikacji naukowych z tej dziedziny dotyczy elektrowni, dużych sieci przesyłowych oraz stacji systemowych, co związane jest z dużymi ograniczeniami mocy w przypadku ich awarii, a więc ze znacznymi kosztami strat. Pojawiają się także liczne publikacje, w których analizowane są pewne wybrane fragmentaryczne aspekty problemu niezawodności (wybrane urządzenia, wybrane wskaźniki niezawodnościowe). W omawianej literaturze brak jest pozycji poświęconych kompleksowej analizie niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia, a także urządzeń w nich eksploatowanych. Bez takiej analizy i wyznaczenia aktualnych wskaźników oraz cech niezawodnościowych ww. obiektów niemożliwe jest prawidłowe zaprojektowanie oraz budowa nowych obiektów.

Wraz z rozwojem technik informatycznych powstało wiele aplikacji komputerowych do analiz niezawodnościowych sieci elektroenergetycznych. Aplikacje te wymagają jednak wprowadzenia danych wejściowych w postaci wskaźników określających niezawodność poszczególnych elementów składowych systemu. Brak takich informacji uniemożliwia ich działanie lub ogranicza ich funkcjonalność. Tak więc, można stwierdzić, iż brak wiarygodnych oraz aktualnych danych o parametrach oraz właściwościach niezawodnościowych urządzeń eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych, uniemożliwia właściwą oraz wiarygodną ocenę niezawodności tych sieci. Przy czym, nie ma znaczenia czy ocena będzie przeprowadzana

przy wykorzystaniu prostych metod analitycznych lub statystycznych, czy też zaawansowanych algorytmów komputerowych. Praca niniejsza dostarcza więc danych wejściowych do złożonych symulacji oraz obliczeń dotyczących pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Celem pracy jest szczegółowa analiza niezawodności stacji 110 kV/SN oraz sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia. Obiekty te ze względu na niewielki pobór mocy (w porównaniu z mocą elektrowni, a także mocą przesyłaną przez stacje systemowe oraz sieci przesyłowe) traktowane były jako obiekty mniej ważne, co skutkowało między innymi mniejszymi nakładami inwestycyjnymi na ich rozbudowę i modernizację, a także mniejszą liczbą prac badawczych dotyczących ich niezawodności. Tymczasem są one końcowym elementem sieci elektroenergetycznej, w związku z czym determinują pewność zasilania odbiorców finalnych (układy przesyłowe wysokich i najwyższych napięć posiadają wysoki stopień rezerwowania).

Analizy przeprowadzone w pracy dotyczą tzw. niezawodności eksploatacyjnej, czyli odnoszą się do rzeczywistych warunków pracy urządzeń, a nie ich niezawodności teoretycznej, która badana jest w warunkach laboratoryjnych i dotyczy tylko procesów starzeniowych oraz zmęczeniowych w elementach składowych urządzenia. Podejście takie jest uzasadnione, gdyż większość uszkodzeń i awarii w sieciach elektroenergetycznych uwarunkowanych jest czynnikami innymi niż starzenie i zużycie materiału.

Ze względu na fakt, iż zjawiska zachodzące w sieciach dystrybucyjnych mają przede wszystkim charakter losowy, dodatkowo z dużym marginesem nieokreśloności, do ich opisu wykorzystany został aparat statystyczny. Podejście takie wydaje się być wystarczające ze względu na fakt, iż zwiększanie dokładności przeprowadzonych analiz odnosić się może jedynie do strony rachunkowej, a nie do zwiększenia precyzji opisu zjawisk jakie w sieciach występują.

W celu przeprowadzenia wspomnianych analiz podjęto prace mające na celu:

- zgromadzenie danych eksploatacyjnych urządzeń elektroenergetycznych eksploatowanych w rozważanych spółkach dystrybucyjnych,
- zgromadzenie danych o awariach urządzeń elektroenergetycznych,
- przetwarzanie i analizę zgromadzonych danych,
- ocenę i interpretację otrzymanych wyników.

Praca została podzielona na 6 części.

W niniejszym rozdziale przedstawiony został problem niezawodności sieci dystrybucyjnych na tle literatury przedmiotu. Na podstawie danych z Rocznika Statystycznego Rzeczypospolitej Polskiej oraz Statystyki Elektroenergetyki Polskiej, zaprezentowano wskaźniki krajowych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Dane te dotyczą zarówno liczby eksploatowanych urządzeń, czy też długości linii, jak i zużycia energii u odbiorców zasilanych z tych sieci. Określony został także zakres oraz cel pracy. Przedstawiony został wybór badanych cech niezawodnościowych oraz metody ich wyznaczania.

Charakterystyka wskaźników oraz właściwości niezawodnościowych stacji GPZ, RPZ oraz RS jest przedmiotem analiz przedstawionych w rozdziale 2. We wstępie do omawianego rozdziału zaprezentowano charakterystykę ww. stacji. W dalszej części rozdziału przedstawiono wyniki przeprowadzonych analiz odnoszących się do urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN oraz do wybranych rozwiązań konstrukcyjnych stacji. Przedstawione wyniki pochodzą zarówno z analizy danych empirycznych, jak i są rezultatem zastosowania metod symulacyjnych.

Rozdział 3 przedstawia współczynniki i właściwości niezawodnościowe linii napowietrznych i kablowych średniego napięcia. W odniesieniu do linii kablowych niezależne analizy przeprowadzono dla kabli o izolacji papierowo-olejowej, polietylenowej oraz z polietylenu usieciowanego.

Rozdział 4 jest najobszerniejszą częścią pracy. Zawiera on szczegółowe dane niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN. Przedstawia także wypadkowe modele całych stacji, jako zintegrowanych obiektów w systemie elektroenergetycznym. Ze względu na odmienną charakterystykę oraz specyfikę środowiska pracy, niezależnym analizom poddano urządzenia eksploatowane w stacjach wewnątrzowych oraz napowietrznych.

Właściwości niezawodnościowe sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia przedstawiono w rozdziale 5. Oprócz linii napowietrznych i kablowych, zaprezentowano w nim dane dotyczące przyłączy kablowych i napowietrznych oraz złączy niskiego napięcia.

Rozdział 6 jest podsumowaniem pracy. Zawiera wnioski z przeprowadzonych analiz niezawodnościowych.

Praca zawiera także cztery załączniki. W załączniku 1 omówione zostały nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne i eksploatacyjne w dystrybucyjnych układach sieciowych SN i nN. Załącznik 2 porusza temat generacji rozproszonej w sieciach dystrybucyjnych SN oraz nN. Obydwa zagadnienia zostały w pracy poruszone, ze względu na niewątpliwy wpływ nowych technologii oraz rozproszonych źródeł energii elektrycznej na niezawodność sieci dystrybucyjnych. Załącznik 3 przedstawia wpływ bezpieczników topikowych SN oraz nN na pracę sieci dystrybucyjnych. Analiza ta nie została włączona do głównej części pracy, ze względu na fakt, iż samo wyłączenie obwodu (linii, stacji) przez bezpieczniki nie jest awarią, a więc nie mieści się w pojęciu niezawodności, a jedynie ciągłości dostaw energii do odbiorców. Załącznik 4 prezentuje analizy dotyczące prac planowych w sieciach dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia.

1.5. Wybór badanych parametrów i właściwości niezawodnościowych urządzeń i układów elektroenergetycznych oraz metody ich wyznaczania

Badania niezawodnościowe urządzeń elektroenergetycznych mogą być prowadzone za pomocą trzech metod badawczych: analitycznej, empirycznej lub statystycznej. W przypadku metody analitycznej analizie poddawane są procesy fizyczne, chemiczne i inne, jakie zachodzą w badanej populacji urządzeń. W metodzie empi-

rycznej prowadzone są badania niezawodnościowe w warunkach laboratoryjnych zbliżonych do warunków rzeczywistych. Ze względu na problem z symulacją rzeczywistych warunków eksploatacji w warunkach laboratoryjnych oraz długi czas trwania zjawisk i procesów w dziedzinie niezawodności, metoda ta jest stosunkowo rzadko stosowana (np. w przypadku określania bezawaryjnej liczby cykli załącz-wyłącz łączników). Metoda statystyczna polega na zbieraniu danych statystycznych z eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. Mimo powszechnie występujących problemów z dostępem do wiarygodnych danych empirycznych, metoda ta jest najczęściej wykorzystywaną metodą badawczą. Wszystkie analizy przedstawione przez autora w niniejszym opracowaniu wykonano w oparciu o metodą statystyczną.

Dane konieczne do określenia wskaźników oraz cech niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych autor zbierał w ciągu sześciu lat z terenu dwóch dużych krajowych spółek dystrybucyjnych. Okres z którego pochodzą dane obejmuje dziesięć lat eksploatacji sieci średniego oraz niskiego napięcia. Wyjątek stanowią tu linie SN dla których okres ten obejmuje 15 lat eksploatacji. Pozyskanie powyższych danych było bardzo żmudne, ze względu na konieczność wyszukiwania wielu danych w dokumentacji „papierowej” spółek dystrybucyjnych. Wynika to z faktu, iż cyfryzowane są tylko te dane, które wykorzystywane są przez spółki dystrybucyjne do tworzenia wewnętrznych statystyk i zestawień. Niestety statystyki prowadzone przez spółki dystrybucyjne nie są przydatne w analizach niezawodnościowych. Przede wszystkim operują one na wartościach średnich, bez uwzględniania jakichkolwiek informacji o rozkładzie zmiennych losowych. Nie bez znaczenia pozostaje także fakt „poprawiania” oficjalnych wskaźników niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych w celu tworzenia dobrego wizerunku marketingowego spółek. Aby przeprowadzone analizy były jak najbardziej wiarygodne, autor dane wejściowe pozyskał z materiałów źródłowych, tzn. kart awarii, dokumentacji technicznej działów eksploatacji oraz działów finansowych spółek. Dane te charakteryzują się bardzo wysokim stopniem wiarygodności.

W celu pełnego scharakteryzowania sieci dystrybucyjnych pod względem niezawodnościowym, należy przeprowadzić wiele szczegółowych analiz oraz obliczeń. Konieczna jest ocena ilościowa, ale także jakościowa awaryjności, nie tylko całych sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia, ale także ich elementów (urządzeń) składowych.

Analiza przeprowadzona przez autora obejmuje takie zagadnienia, jak: sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii, wpływ temperatury otoczenia na częstość awarii urządzeń, analiza czasów poprawnej pracy urządzeń, czasów trwania odnowy (awarii), czasów wyłączenia awaryjnego urządzenia, czasów przerwy w zasilaniu odbiorców, analiza wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, a także kosztów strat u dystrybutorów oraz odbiorców energii elektrycznej w wyniku awarii. Dla poszczególnych, analizowanych wielkości wyznaczono podstawowe funkcje niezawodnościowe. W przypadkach, gdy ze względu na posiadane dane empiryczne było to możliwe, wyznaczono ekonomicznie uzasadnione okresy eksploatacji. Analizy przeprowadzono niezależnie dla stacji GPZ i RS, dla sieci średniego napięcia, dla

stacji SN/nN oraz dla sieci nN. Uwzględniono także podział na sieci miejskie oraz terenowe. Poniżej przedstawiono szczegółowy zakres oraz metodologię wyznaczania wskaźników oraz cech niezawodnościowych urządzeń elektroenergetycznych.

1.5.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na wstępie każdej analizy przedstawiono statystykę awaryjności urządzeń. Wskazano najczęstsze przyczyny awarii, a także części urządzeń, które najczęściej ulegają uszkodzeniu. Zaprezentowano sezonową zmienność częstości awarii urządzeń, a także jej funkcję aproksymacyjną. Funkcją aproksymacyjną może być dowolna funkcja matematyczna. Ze względu na przejrzystość oraz prostotę zapisu jako funkcję aproksymacyjną przyjęto wielomian. Ponieważ we wszystkich przypadkach współczynniki funkcji aproksymacyjnej uzyskane dla rzędu wyższego niż czwarty są bliskie zeru, podjęto decyzję o aproksymowaniu funkcji sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń wielomianem, co najwyżej czwartego rzędu. Wielomian taki ma postać:

$$f(i) = a \cdot i^4 + b \cdot i^3 + c \cdot i^2 + d \cdot i + e \quad (1.1)$$

gdzie:

- i – kolejny numer miesiąca,
- a, b, c, d, e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

Dla każdej funkcji podany został współczynnik korelacji z danymi empirycznymi. Na podstawie wyników z wielu lat eksploatacji, wskazano miesiące o największej oraz najmniejszej liczbie awarii. Jest to bardzo ważna informacja dla dystrybutorów energii elektrycznej. Umożliwia ona bowiem przeprowadzenie planowych remontów oraz przeglądów w okresie, w którym liczba awarii jest najmniejsza. Istnieje wówczas znacznie mniejsze prawdopodobieństwo uszkodzenia pozostałych w pracy urządzeń, bez możliwości wykorzystania rezerwy znajdującej się w danej chwili w remoncie. Ponadto stwarza warunki dla lepszej organizacji pracy poprzez planowe utworzenie, na okres o wzmożonej intensywności występowania awarii, większej liczby brygad remontowych do ich usuwania.

Na podstawie danych o temperaturze powietrza w chwili powstania awarii przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na częstość awarii urządzeń. Ustalono zależność matematyczną częstości awarii od temperatury. Podobnie, jak miało to miejsce w przypadku sezonowości, częstości awarii aproksymowano wielomianem czwartego stopnia opisanym zależnością (1.1).

1.5.2. Podstawowe parametry i wskaźniki niezawodnościowe

Jako pierwszy wskaźnik niezawodnościowy, analizie został poddany czas poprawnej pracy urządzenia do uszkodzenia T_{pr} . Jest to czas liczony od chwili rozpoczęcia pracy przez urządzenie, do chwili jego uszkodzenia [62, 379, 396].

Kolejnym bardzo ważnym wskaźnikiem jest czas trwania awarii t_a . Czas ten, nazywany jest również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu uszkodzenia do ponownego stanu zdatności ruchowej. Czas odnowy jest bardzo ważnym parametrem służącym do analizy niezawodności, a także skutków ekonomiczno-gospodarczych awarii. Dostarcza on informacji o rozległości awarii [62, 379, 396].

Przeprowadzono także analizę czasów trwania przerw beznapięciowych u odbiorców energii elektrycznej t_p oraz wartości niedostarczonej energii elektrycznej ΔA , spowodowanych awariami urządzeń sieci dystrybucyjnych.

Czas przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej t_p jest zazwyczaj krótszy od czasu trwania awarii (odnowy) t_a . Na taki stan mają wpływ dwa podstawowe czynniki. Pierwszym jest możliwość zasilania rezerwowego odbiorców, w przypadku, gdy są oni dwustronnie zasilani lub posiadają rezerwę wewnętrzną, natomiast drugim dopuszczana przez energetykę praca układu elektroenergetycznego bez niektórych uszkodzonych urządzeń, jak odgromniki, przekładniki prądowe i napięciowe, czy baterie kondensatorów [62, 377, 379].

Kolejnym wskaźnikiem poddanym analizie jest czas trwania wyłączenia awaryjnego t_{wa} . Jest to czas liczony od chwili wyłączenia obiektu (samoczynnego lub przez obsługę) w wyniku jego uszkodzenia, do chwili załączenia tego obiektu pod napięcie, po jego naprawie. Czas ten nie jest równoważny czasowi trwania awarii, ponieważ po usunięciu głównej przyczyny awarii, urządzenie może zostać załączone pod napięcie mimo, iż nadal pozostaje w stanie awarii, pod warunkiem, że może ono wykonywać całkowicie lub w ograniczonym zakresie swoje funkcje oraz nie stwarza zagrożenia dla obsługi. Prace kończące usuwanie awarii mogą być wykonywane pod napięciem. W czasie tym mimo, iż awaria nie została jeszcze usunięta, urządzenie nie znajduje się już w stanie wyłączenia awaryjnego. Ponadto nie każda awaria powoduje samoczynne wyłączenie urządzenia. W tym przypadku urządzenie znajdujące się w stanie awarii, nie znajduje się w stanie wyłączenia awaryjnego. Dokładną analizę zależności między czasami t_a , t_{wa} oraz t_p przedstawiono w publikacji [62].

Na podstawie danych empirycznych obliczono średnie wartości czasów pracy do uszkodzenia, czasów odnowy, czasów wyłączenia awaryjnego urządzeń oraz czasów przerw w zasilaniu odbiorców. Określono także odchylenia standardowe oraz przedziały ufności dla średnich.

Wyznaczono funkcje gęstości prawdopodobieństwa poszczególnych parametrów. Rozważono możliwość zastosowania w tym celu różnych rozkładów teoretycznych oraz ich superpozycji. Aby przyspieszyć obliczenia wykorzystano pakiet Statistica. Weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna przeprowadzone zostały na poziomie istotności $\alpha = 0,05$.

Wyznaczono średnią intensywność uszkodzeń poszczególnych urządzeń oraz współczynnik zawodności. Zależność teoretyczna, która posłużyła do określenia średniej intensywności uszkodzeń ma postać [379]:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (1.2)$$

gdzie:

- m – zaobserwowana liczba awarii,
- n_p – liczność próbki na początku okresu obserwacji,
- n_k – liczność próbki na końcu okresu obserwacji,
- Δt – czas obserwacji.

Natomiast zależność, z której można wyznaczyć współczynnik zawodności [379]:

$$q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a} \quad (1.3)$$

Na podstawie znajomości $\bar{\lambda}$ oraz q , istnieje możliwość wyznaczenia średniej intensywności odnowy, z zależności [62, 379]:

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{\lambda} \cdot (1 - q)}{q} \quad (1.4)$$

Z powyższych zależności mogą zostać określone także: średnia intensywność przerw w zasilaniu odbiorców $\bar{\lambda}_p$, średnia intensywność przywracania zasilania $\bar{\mu}_p$ oraz współczynnik zawodności odnoszący się do przerw w zasilaniu odbiorców q_p , określający stosunek łącznego czasu przerw w zasilaniu odbiorców do obserwowanego okresu eksploatacji sieci. Dla przypadku wyznaczania parametrów, dotyczących przerw beznapięciowych, zaobserwowaną liczbę awarii zastępuje się zaobserwowaną liczbą przerw, czas awarii czasem przerwy, natomiast intensywność awarii intensywnością przerw. Zależności (1.2), (1.3) oraz (1.4) przyjmą wówczas postać:

$$\bar{\lambda}_p = \frac{2 \cdot m_p}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (1.5)$$

$$q_p = \frac{\bar{\lambda}_p \cdot \bar{t}_p}{1 + \bar{\lambda}_p \cdot \bar{t}_p} \quad (1.6)$$

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{\lambda}_p \cdot (1 - q_p)}{q_p} \quad (1.7)$$

gdzie:

- m_p – zaobserwowana liczba przerw.

W sposób analogiczny wyznaczono $\bar{\lambda}_{wa}$, $\bar{\mu}_{wa}$ oraz q_{wa} dotyczące wyłączeń awaryjnych urządzeń:

$$\bar{\lambda}_{wa} = \frac{2 \cdot m_{wa}}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (1.8)$$

$$q_{wa} = \frac{\bar{\lambda}_{wa} \cdot \bar{t}_{wa}}{1 + \bar{\lambda}_{wa} \cdot \bar{t}_{wa}} \quad (1.9)$$

$$\bar{\mu}_{wa} = \frac{\bar{\lambda}_{wa} \cdot (1 - q_{wa})}{q_{wa}} \quad (1.10)$$

gdzie:

m_{wa} – zaobserwowana liczba wyłączeń awaryjnych.

Ważnym wskaźnikiem gospodarczym, określającym straty ponoszone przez dystrybutora energii elektrycznej wskutek zaistniałej awarii, jest wartość niedostarczonej energii elektrycznej. Wartość tego parametru jest zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy z sieci, w której wystąpiła awaria. Na skutek awarii, odbiorcy nie otrzymują energii elektrycznej, której wartość można wyznaczyć za pomocą wzoru:

$$\Delta A = P_{sr} \cdot t_p \quad (1.11)$$

gdzie:

ΔA – wartość niedostarczonej energii elektrycznej,

P_{sr} – średnia wartości mocy, pobieranej przez odbiorców, ustalona na podstawie wykresów obciążeń [160],

t_p – czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców [230].

Istnieje możliwość znacznego ograniczenia wartości niedostarczonej energii poprzez stosowanie wspomnianych wcześniej rezerw jawnych lub ukrytych.

Analiza niedostarczonej energii elektrycznej obejmuje, analogicznie jak miało to miejsce dla czasów, wyznaczenie wartości średniej, odchylenia standardowego oraz przedziału ufności dla średniej, a także rozkładu gęstości prawdopodobieństwa.

Dla poszczególnych, analizowanych urządzeń, wyznaczono wartości współczynników u oraz k , wyrażonych zależnościami [62, 69]:

$$u = \frac{\bar{\lambda}_{wa}}{\lambda} \quad (1.12)$$

oraz

$$k = \frac{q_{wa}}{q} \quad (1.13)$$

gdzie:

u – udział współczynnika intensywności wyłączeń awaryjnych $\bar{\lambda}_{wa}$ w całkowitej intensywności awarii $\bar{\lambda}$,

k – udział współczynnika zawodności wyłączeń awaryjnych q_{wa} w całkowitym współczynniku zawodności q ,

$\bar{\lambda}$ – średnia intensywność wszystkich awarii $\frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$,

$\bar{\lambda}_{wa}$ – średnia intensywność awarii powodujących wyłączenie urządzenia $\frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$,

q – współczynnik zawodności (określony dla wszystkich występujących stanów awaryjnych),

q_{wa} – współczynnik zawodności wyłączeń awaryjnych urządzeń.

Współczynniki u oraz k scharakteryzowano szczegółowo w pracach [62, 69].

1.5.3. Funkcje niezawodności, trwałości oraz intensywności awarii

Bardzo ważną częścią analizy jest określenie podstawowych funkcji niezawodnościowych urządzeń, jak funkcja niezawodności $R(t)$, funkcja zawodności $F(t)$ oraz funkcja intensywności awarii $\lambda(t)$. Ich oszacowania dokonuje się w odmienny sposób, w zależności od rodzaju próby statystycznej jaką dysponujemy.

W przypadku wprowadzenia do eksploatacji jednocześnie N elementów i badania ich zawodności w czasie t , mamy do czynienia z próbą losową pełną. W takim przypadku oszacowaniem wartości funkcji niezawodności $R(t)$ jest estymator $R^*(t)$ [71, 379]:

$$R^*(t) = \frac{n(t)}{N} \quad (1.14)$$

gdzie:

$n(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t>$ nie uległy uszkodzeniu,

N – liczba badanych elementów.

Analogicznie, estymatorem funkcji zawodności $F^*(t)$ jest [71, 379]:

$$F^*(t) = \frac{m(t)}{N} \quad (1.15)$$

gdzie:

$m(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t>$ uległy uszkodzeniu.

W przypadku urządzeń elektroenergetycznych bardzo rzadko zdarza się, aby do eksploatacji jednocześnie trafiała większa populacja. Są one zazwyczaj wprowadzane w niewielkich ilościach, w różnych chwilach czasowych. W takim przypadku zastosowanie metody próby losowej pełnej nie jest możliwe.

W publikacji [379] przedstawiono metodę próby losowej dynamicznej, polegającą na jednoczesnej obserwacji obiektów będących w różnych latach eksploatacji. Opiera się ona na czterech głównych założeniach:

1. Ocena niezawodności obiektu odbywa się poprzez analizę populacji obiektów, które w chwili badań znajdują się w różnych latach eksploatacji.
2. Właściwości niezawodnościowe obiektów określone są przez funkcję niezawodności $R(t)$.
3. Proces odnowy obiektów nie zmienia ich właściwości niezawodnościowych, ponieważ ogranicza się do usunięcia awarii konkretnego urządzenia w nich zainstalowanego.
4. Czas trwania awarii obiektu jest znacznie krótszy w porównaniu z czasem jego eksploatacji i może być pominięty w powyższej analizie.

Badaniu podlega próba statystyczna zawierająca obiekty znajdujące się w różnych latach eksploatacji. W konkretnym roku obserwacji j ($j = 1, 2, 3, \dots, l$) liczba obiektów jest sumą obiektów znajdujących się w konkretnym i -tym roku eksploatacji ($i = 1, 2, 3, \dots, k$):

$$n_j = \sum_{i=1}^k n_{ij} \quad (1.16)$$

gdzie:

- n_j – liczba obiektów w j -tym roku obserwacji,
- n_{ij} – liczba obiektów w i -tym roku eksploatacji i j -tym roku obserwacji.

Analogicznie, liczba awarii obiektów jaka wystąpiła w j -tym roku obserwacji jest sumą liczby awarii obiektów znajdujących się w różnych latach eksploatacji i :

$$m_j = \sum_{i=1}^k m_{ij} \quad (1.17)$$

gdzie:

- m_j – liczba awarii w j -tym roku badań,
- m_{ij} – liczba awarii obiektów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji, w j -tym roku obserwacji.

Często w celu zwiększenia liczebności próby statystycznej prowadzi się obserwację przez szereg lat i łączy wyniki z kilku lat, co jest równoważne uśrednieniu parametrów z tych lat. W takim przypadku łączna liczba obiektów oraz liczba awarii obiektów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji wyznaczane są z zależności:

$$n_i = \sum_{j=1}^l n_{ij} = n_{i1} + n_{i2} + \dots + n_{il} \quad (1.18)$$

oraz

$$m_i = \sum_{j=1}^l m_{ij} = m_{i1} + m_{i2} + \dots + m_{il} \quad (1.19)$$

gdzie:

$i = 1, 2, 3, \dots, k$ – kolejne lata eksploatacji,
 $j = 1, 2, 3, \dots, l$ – kolejne lata prowadzenia badań.

Estymator średniej intensywności uszkodzeń obiektów w i -tym roku eksploatacji, jest równy:

$$\hat{\lambda}_i = \frac{2 \cdot m_i}{n_i + n_{i+1}} \quad (1.20)$$

przy czym:

$$\frac{n_i + n_{i+1}}{2} = n_{sr} \quad (1.21)$$

jest zastępczą liczbą obiektów będących w i -tym roku eksploatacji, przy założeniu, że liczba wprowadzanych do eksploatacji obiektów zmienia się liniowo w ciągu roku.

Znając funkcję intensywności uszkodzeń obiektów w postaci wartości dyskretnych λ_i można wyznaczyć wartość średniej intensywności uszkodzeń [379]:

$$\lambda = \frac{1}{k} \cdot \sum_{i=1}^k \lambda_i \quad (1.22)$$

W teorii niezawodności bardzo ważna jest znajomość częstości uszkodzeń f_i oraz dystrybuanty F_i . Na podstawie znajomości dyskretnych wartości λ_i w poszczególnych latach użytkowania obiektu można wyznaczyć estymatory f_i^* oraz F_i^* , a także R_i^* [71, 379]:

$$f_i^* = \hat{\lambda}_i \cdot \prod_{k=1}^{k=i-1} (1 - \hat{\lambda}_k) \quad (1.23)$$

$$F_i^* = \sum_{k=1}^{k=i} f_k^* \quad (1.24)$$

$$R_i^* = 1 - F_i^* \quad (1.25)$$

przy czym zachowany musi być warunek normalizacyjny:

$$\sum_{i=1}^{i=\infty} f_i^* = 1 \quad (1.26)$$

Wyznaczone za pomocą wzorów od (1.23) do (1.25) wartości dyskretne f_i^* , F_i^* oraz R_i^* są realizacjami ciągłych funkcji gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$, funkcji zawodności $F(t)$ oraz funkcji niezawodności $R(t)$, dla poszczególnych lat eksploatacji i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$). Wyznaczenie funkcji intensywności awarii, zawodności, czy też niezawodności nie rozwiązuje więc problemu estymacji parametrów niezawodnościowych. Ważna jest również analiza zgodności typu rozkładu empirycznego z wybranym rozkładem teoretycznym. Analizę taką wykonuje się według zasad estymacji nieparametrycznej. W wielu przypadkach oszacowania parametrów nieznannej funkcji można dokonać z wystarczającą dokładnością za pomocą siatek funkcyjnych [378, 379]. Weryfikacja hipotezy o rozkładzie może zostać przeprowadzona za pomocą testu λ Kołmogorowa, testu χ^2 Pearsona lub testu znaków [378, 379].

Określenie podstawowych funkcji niezawodnościowych urządzeń, jak funkcja niezawodności $R(t)$, funkcja zawodności $F(t)$ oraz funkcja intensywności awarii $\lambda(t)$ zostało w pracy przeprowadzone dla najważniejszych urządzeń pracujących w sieciach rozdzielczych oraz dla stacji elektroenergetycznych jako zintegrowanych obiektów, a także dla linii napowietrznych i kablowych.

1.5.4. Koszty strat spowodowane awariami

Analizie poddano także wskaźniki gospodarcze dotyczące strat u dystrybutorów oraz odbiorców energii w wyniku awarii urządzeń.

Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej związane są przede wszystkim z usuwaniem awarii oraz utratą zysku, z powodu niedostarczenia do odbiorców energii elektrycznej. Koszty te, wraz z kosztami eksploatacyjnymi zmniejszają zysk przedsiębiorstwa energetycznego.

Koszty usuwania awarii są sumą, co najmniej kilku składników. Są to przede wszystkim [63, 64]:

- koszty zakupu nowych urządzeń i materiałów, mających zastąpić uszkodzone elementy sieci dystrybucyjnych,
- koszty pracy sprzętu budowlanego, laboratorium kablowego, itp.,
- koszty pracy monterów i innych osób biorących udział w usuwaniu awarii (koszty robocizny),
- koszty dojazdu do miejsca awarii samochodów pogotowia energetycznego oraz sprzętu budowlanego.

Koszt zakupu nowych urządzeń i materiałów jest bardzo zróżnicowany. Jego wartość zależy bowiem od rozległości awarii oraz urządzenia jakie uległo uszko-

dzeniu. W przypadku uszkodzenia wiązań, zacisków, mostków lub innych drobnych elementów sieci, koszty są niewielkie. Nieco większe są koszty zakupu urządzeń takich, jak izolatory, odgromniki, podstawy bezpiecznikowe, baterie kondensatorów, itp. Największym kosztem zakupu charakteryzują się urządzenia takie, jak transformatory, czy łączniki. W celu ograniczenia kosztów awarii, najdroższe urządzenia bardzo często nie są wymieniane w całości lecz naprawiane o ile jest to możliwe. Dlatego też nie zawsze koszt ten jest równy cenie rynkowej nowego urządzenia. Ponadto spółki dystrybucyjne bardzo często przechowują w magazynach stare urządzenia, które uległy uszkodzeniu, a następnie zostały poddane kapitalnym remontom w odpowiednich fabrykach lub zregenerowane we własnym zakresie. Wykorzystanie takiego urządzenia także wpływa na obniżenie kosztów materiałowych awarii.

Koszty pracy sprzętu wynikają z faktu, iż podczas lokalizacji miejsca awarii lub bezpośrednio w fazie jej usuwania wykorzystywany jest specjalistyczny sprzęt budowlany lub elektroenergetyczny. Do lokalizacji miejsca zwarcia w sieciach napowietrznych oraz kablowych wykorzystywane są specjalistyczne laboratoria kablowe pozwalające z dokładnością do kilku metrów ustalić miejsce zwarcia, czy też nieciągłości. Niezależnie od tego, czy wykorzystywane jest laboratorium kablowe, zawsze na miejsce awarii musi dojechać grupa monterów spółki dystrybucyjnej. Pociąga to za sobą koszty przejazdu samochodu pogotowia.

Podczas usuwania awarii także wykorzystywane są specjalistyczne urządzenia, takie jak: dźwigi, koparki, zwyżki, wiertnice, dłużyce i inne. Koszt pracy każdego z tych urządzeń zwiększa łączne koszty pracy sprzętu.

Usuwanie awarii w układach elektroenergetycznych związane jest ze znacznymi nakładami pracy ludzkiej. Praca ta wynika zarówno z konieczności obsługi sprzętu specjalistycznego, jak i wielu prac wykonywanych ręcznie lub jedynie przy użyciu prostych narzędzi monterskich. Praca osób usuwających awarie wiąże się z wynagrodzeniem, jakie należy im zapewnić. Koszty pracy są tym większe im dłuższy jest czas usuwania awarii oraz im więcej osób pracuje.

W wyniku awarii urządzeń elektroenergetycznych, odbiorcy nie otrzymują energii elektrycznej. Skutkiem tego jest utrata zysku przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Koszty utraconego zysku można wyznaczyć na podstawie zależności [63, 64]:

$$K_{uz} = k_{juz} \cdot \Delta A \quad (1.27)$$

gdzie:

- k_{juz} – jednostkowy wskaźnik utraty zysku w PLN/kW·h lub PLN/MW·h,
- ΔA – wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii, określona na podstawie wykresu obciążeń mocą czynną $P = f(t)$ w danej sieci, w kW·h lub MW·h.

Ostatecznie więc, łączny koszt awarii można wyznaczyć z zależności:

$$K_{aw} = K_{miu} + K_{sprz} + K_{pm} + K_{do} + K_{uz} \quad (1.28)$$

gdzie:

- K_{aw} – koszt awarii,
- K_{miu} – koszt zakupu nowych materiałów i urządzeń,
- K_{sprz} – koszt pracy sprzętu,
- K_{pm} – koszt pracy monterów,
- K_{do} – koszt dojazdu pogotowia oraz sprzętu budowlanego do miejsca awarii,
- K_{uz} – koszt utraconego zysku.

W niektórych przypadkach do kosztów wyznaczonych z zależności (1.28), należy doliczyć koszty upustów i bonifikat należnych odbiorcom w związku z zaistnieniem przerwy w zasilaniu [352, 353, 354].

W przypadku odbiorców straty są różnicowane w zależności od tego, czy jest to odbiorca przemysłowy, czy też komunalny. I tak straty występujące u odbiorców przemysłowych można podzielić na [107, 186, 377]:

- straty z powodu niewykonania produkcji lub jej nieterminowego wykonania,
- straty związane z czasem potrzebnym do ponownego uruchomienia ciągu technologicznego,
- straty wynikające ze zniszczenia surowców i materiałów wykorzystywanych do produkcji,
- straty wynikające z konieczności zapewnienia pracownikom wynagrodzeń za czas przestoju.

Straty u odbiorcy komunalnego to [107, 186, 377]:

- straty wynikające z przymusowej bezczynności mieszkańców,
- straty zniszczeniowe artykułów żywnościowych łatwo psujących się,
- straty spowodowane pogorszeniem warunków sanitarno-zdrowotnych,
- straty wynikające z utraty możliwości korzystania z dochodu narodowego podczas pobytu w domu.

Straty gospodarcze powstające w wyniku ograniczenia w dostawie energii do odbiorców przemysłowych oraz komunalnych można wyznaczyć poprzez:

- wyznaczenie wartości kosztów strat występujących w czasie przerwy w zasilaniu,
- wyznaczenie charakterystyki kosztów strat $K_S(t_a)$,
- wyznaczenie równoważnika gospodarczego niedostarczonej energii.

W przypadku odbiorców przemysłowych zależność pozwalająca oszacować koszty strat wynikające z zawodności zasilania, ma postać [379]:

$$K_S = W - K_m - K_E + K_d \quad (1.29)$$

gdzie:

- W – wartość rynkowa niewykonanej produkcji,
- K_m – normatywny koszt materiałów i surowców niezużytych w wyniku postoju,
- K_E – normatywny koszt energii elektrycznej niezużytej w wyniku postoju,
- K_d – koszty dodatkowe związane z postojem.

Do kosztów dodatkowych zalicza się między innymi [379]:

- dodatkowe koszty osobowe, materiałów i energii związane z rozruchem po postoju,
- koszty zniszczeniowe surowców i materiałów wynikające z niespodziewanego wyłączenia urządzeń technologicznych,
- koszty napraw uszkodzonych maszyn produkcyjnych,
- koszty strat wynikające z pogorszenia jakości produktu po wznowieniu procesu technologicznego,
- koszty strat pośrednich występujące w zakładach kooperujących spowodowane brakiem dostaw surowca z zakładu w którym wystąpiła awaria.

Zależność (1.29) może zostać zapisana w wartościach jednostkowych, tzn. jako koszt przypadający na jednostkę niewytworzonego produktu. Przy pominięciu strat dodatkowych, które występują tylko w nielicznych przypadkach, a ich wartość jest zazwyczaj mniejsza od wartości trzech pierwszych składników zależności (1.29), jednostkowe koszty strat wyraża się zależnością [379]:

$$k_S = w_j - k_{jm} - a_j \cdot k_E \quad (1.30)$$

gdzie:

- w_j – wartość rynkowa jednostki produktu,
- k_{jm} – koszt jednostkowy materiałów i surowców,
- a_j – jednostkowe zużycie energii elektrycznej,
- k_E – koszt jednostki energii elektrycznej.

Jeżeli wprowadzi się dodatkową wielkość, jaką jest jednostkowy koszt materiałów i surowców γ :

$$\gamma = \frac{k_{jm}}{w_j} \quad (1.31)$$

wówczas zależność (1.30) można zapisać:

$$k_S = w_j \cdot (1 - \gamma) - a_j \cdot k_E \quad (1.32)$$

Jeżeli przyjmie się założenie, iż czas przerwy produkcyjnej jest równy czasowi przerwy w zasilaniu odbiorcy, wówczas w prosty sposób można wyznaczyć wartość równoważnika niedostarczonej energii [379]:

$$E(k_A) = \frac{k_S}{a_j} = \frac{w_j}{a_j} \cdot (1 - \gamma) - k_E \quad (1.33)$$

Ponieważ stosunek k_S do a_j jest równoważny stosunkowi wartości sprzedaży globalnej danej gałęzi przemysłu W do ilości zużytej energii w tej gałęzi A , zależność (1.33) można zapisać w postaci:

$$E(k_A) = \frac{W}{A} \cdot (1 - \gamma) - k_E \quad (1.34)$$

W przypadku analiz szczegółowych, w których nie da się pominąć strat dodatkowych, są one uwzględniane poprzez wprowadzenie współczynnika $\delta \geq 1$. Ostatecznie więc otrzymuje się zależność:

$$E(k_A) = \delta \cdot \left[\frac{W}{A} \cdot (1 - \gamma) - k_E \right] \quad (1.35)$$

Roczne zawodnościowe koszty strat odbiorców bytowych spowodowane awariami w układach dystrybucyjnych energii elektrycznej można wyznaczyć z zależności [66, 186]:

$$K_z = k_{zj} \cdot T_p \cdot M \quad (1.36)$$

gdzie:

- k_{zj} – jednostkowe koszty strat zawodnościowych spowodowanych przerwami w zasilaniu odbiorców bytowych w energię elektryczną (jednostkowy równoważnik zawodnościowych strat odbiorców komunalnych) w PLN/(h·M),
- T_p – spodziewany roczny czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców bytowych w h/a,
- M – liczba stałych mieszkańców zamieszkujących teren objęty przerwą w zasilaniu.

Na jednostkowe koszty strat zawodnościowych składają się jednostkowe koszty strat przymusowej beczynności mieszkańców k_{zbj} w PLN/(h·M) oraz jednostkowe koszty strat zniszczeniowych materialnych k_{zzj} w PLN/(h·M) [66, 186]:

$$k_{zj} = k_{zbj} + k_{zzj} \quad (1.37)$$

Ekonomiczny równoważnik niedostarczonej do odbiorców bytowych energii elektrycznej wyznacza się z zależności [66, 186]:

$$k_A = \frac{K_z}{\Delta A_a} \quad (1.38)$$

gdzie:

- ΔA_a – roczna ilość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców bytowych, w wyniku awarii, w kW·h:

$$\Delta A_a = P_{sr} \cdot T_p = \frac{A_r}{T_r} \cdot T_p = \frac{A_r \cdot b}{T_m} \cdot T_p = \frac{A_m \cdot b \cdot M}{T_m} \cdot T_p \quad (1.39)$$

gdzie:

- P_{sr} – średnia moc pobierana przez odbiorców bytowych w kW,
- T_m – średnia roczna liczba godzin aktywności przeciętnego mieszkańca na terenie domu w h/a,
- T_r – planowany roczny czas zasilania odbiorców bytowych (najczęściej przyjmuje się $T_r = 8760$ h/a),
- b – współczynnik określony zależnością:

$$b = \frac{T_m}{T_r} = \frac{A_a}{A_r} \quad (1.40)$$

gdzie:

- A_r – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorców bytowych w kW·h/a,
- A_m – roczne zużycie energii elektrycznej przez jednego odbiorcę bytowego w kW·h/(a·M),
- A_a – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorców bytowych w okresie aktywności w kW·h/a.

Po podstawieniu zależności (1.36) oraz (1.39) do (1.38) otrzymuje się zależność pozwalającą na wyznaczenie ekonomicznego równoważnika niedostarczonej energii do odbiorców bytowych [66, 186]:

$$k_A = k_{zj} \cdot \frac{T_m}{b \cdot A_m} = k_{zj} \cdot \frac{T_{md}}{b \cdot A_{md}} \quad (1.41)$$

gdzie:

- T_{md} – średnia dobowa liczba godzin aktywności przeciętnego mieszkańca na terenie domu w h/(d·M),
- A_{md} – dobowe zużycie energii elektrycznej przez jednego mieszkańca w kW·h/(d·M).

Po podstawieniu do zależności (1.41) zależności (1.37) otrzymuje się [66, 186]:

$$k_A = k_{zbj} \cdot \frac{T_m}{b \cdot A_m} + k_{zzj} \cdot \frac{T_m}{b \cdot A_m} = k_{Ab} + k_{Az} \quad (1.42)$$

gdzie:

- k_{Ab} – ekonomiczny równoważnik strat przymusowej beczynności (strat marnotrawstwa czasu) mieszkańców, spowodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej do odbiorców bytowych w PLN/kW·h,
- k_{Az} – ekonomiczny równoważnik strat zniszczeniowych materialnych u odbiorców bytowych (równoważnik strat materialnych niedostarczonej energii), spowodowanych przerwami w dostawie energii elektrycznej w PLN/kW·h.

Szczegółowe zasady wyznaczania wskaźników k_{Ab} oraz k_{Az} zaprezentowano w pracy [186]. W publikacji [379] autor podaje następującą, uproszczoną zależność do obliczania gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej:

$$k_A = k_{Ab} = \frac{K_z}{\Delta A_n} = \frac{T_r \cdot K_{sp}}{A_m \cdot T_m} \cdot \alpha \cdot \beta \quad (1.43)$$

gdzie:

- T_r – roczny czas pracy odbiorników energii elektrycznej u odbiorców bytowych w h/a,
- K_{sp} – krajowy roczny fundusz spożycia przypadający na jednego mieszkańca w PLN/M,
- A_m – roczne krajowe zużycie energii elektrycznej przez odbiorców bytowych na jednego mieszkańca w kW·h/M,
- T_m – roczny czas aktywności mieszkańca na terenie domu (poza pracą zawodową) w h/a,
- α – stopień utraty aktywności mieszkańca na skutek braku zasilania energią elektryczną ($\alpha = 0,4-0,7$),
- β – prawdopodobieństwo, że niedostarczenie energii elektrycznej nastąpiło w czasie aktywności mieszkańca ($\beta = 0,8-1,0$).

W przeprowadzanej analizie wyznaczono koszty strat u dystrybutorów oraz u odbiorców komunalnych. Ze względu na zróżnicowane procesy produkcyjne oraz konieczność analizy indywidualnej dla różnych przedsiębiorstw, analiza kosztów strat u odbiorców przemysłowych stanowić może odrębne opracowanie naukowe.

Dla rozważanych kosztów przeprowadzono weryfikację parametryczną, a także weryfikację nieparametryczną, według zależności oraz zasad przedstawionych wcześniej.

1.5.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji

Na podstawie uzyskanych wskaźników oraz funkcji niezawodnościowych, wyznaczono ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji urządzeń oraz układów elektroenergetycznych.

Jako podstawowe kryterium do wyznaczenia optymalnego czasu eksploatacji obiektów elektroenergetycznych przyjmowana jest minimalizacja jednostkowych kosztów ich użytkowania. Najczęściej jako jednostkę czasu przyjmuje się jeden rok. Przy ustalaniu funkcji celu, konieczne jest zastosowanie rachunku dyskonta, ponieważ koszty zawodności na skutek zwiększania się liczby uszkodzeń wraz z czasem nie są wartością stałą.

Roczne koszty działania obiektów elektroenergetycznych można wyrazić zależnością [379]:

$$K_r = K_{rr} + K_e + K_z \quad (1.44)$$

gdzie:

- K_{rr} – roczne koszty reprodukcji rozszerzonej,
- K_e – roczne koszty eksploatacyjne,
- K_z – roczne koszty zawodności, mające charakter odtworzenia gospodarczego skutków zawodności.

Koszty reprodukcji rozszerzonej składają się z kosztów amortyzacji K_{am} oraz kosztów akumulacji K_{ak} [213, 379]:

$$K_{rr} = K_{am} + K_{ak} = K_{n0} \cdot r \quad (1.45)$$

gdzie:

- K_{n0} – nakłady inwestycyjne sprowadzone do roku zerowego, wyznaczone z zależności [213, 379]:

$$K_{n0} = \sum_{i=-n}^{i=T} K_{ni} \cdot (1+p)^{-i} \quad (1.46)$$

gdzie:

- K_{ni} – nakłady inwestycyjne w $-n, \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots, T$ roku budowy i eksploatacji obiektu,
- r – współczynnik reprodukcji rozszerzonej, wynikający z przyjęcia amortyzacji progresywnej, wyznaczony z zależności [213, 379]:

$$r = p + a_r = p + \frac{p}{(1+p)^T - 1} = \frac{p \cdot (1+p)^T}{(1+p)^T - 1} \quad (1.47)$$

gdzie:

- p – stopa akumulacji,
- T – czas amortyzacji w latach,
- a_r – czynnik (stopa) amortyzacji progresywnej, wyznaczony z zależności:

$$a_r = \frac{p}{(1+p)^T - 1} \quad (1.48)$$

Koszty zawodności składają się z kosztów napraw poawaryjnych K_{rem} , kosztów utraconego zysku K_{uz} oraz bonifikat udzielanych odbiorcom za czas awarii K_{up} , a także kosztów strat u odbiorców energii w wyniku awarii K_{odb} :

$$K_z = K_{rem} + K_{uz} + K_{up} + K_{odb} \quad (1.49)$$

Jeżeli w poszczególnych latach występują niejednakowe koszty, np. eksploatacji, zawodności itp., wówczas można je uśrednić [379]:

$$K_{sr} = a_r \cdot \sum_{i=1}^{i=T} K_i \cdot (1+p)^{T-i} \quad (1.50)$$

gdzie:

K_i – koszty w i -tym roku.

Funkcją celu jest zależność (1.44). Występują w niej jednak koszty eksploatacyjne. Koszty te składają się dla obiektów elektroenergetycznych głównie z kosztów strat mocy i energii oraz kosztów utrzymania. Koszty te zmieniają się co prawda w czasie, ale nie zależą od chwili wymiany obiektu na nowy. Nie zależą one także od tego, czy obiekt jest nowy, czy też ma za sobą wiele lat eksploatacji. W związku z powyższym koszty eksploatacyjne mogą zostać pominięte przy formułowaniu kryterium optymalizacyjnego. W takim przypadku funkcja celu ma postać:

$$K_r = K_{rr} + K_z \quad (1.51)$$

Jeżeli przyjmie się założenia, iż znane są następujące dane [379]:

- K_{no} – nakłady inwestycyjne obiektu [PLN/szt.],
- K_z – średnie, jednostkowe koszty awarii, zgodnie z zależnością (1.49),
- funkcja intensywności awarii obiektu w postaci dyskretnych wartości $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_t$ odpowiadających intensywnościom awarii w kolejnych latach eksploatacji,

wówczas, uśrednione za pomocą rachunku dyskonta koszty roczne obiektu można przedstawić w postaci zależności:

$$K_r(T) = K_{no} \cdot r(T) + a_r(T) \cdot k_z \cdot \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i} \quad (1.52)$$

gdzie:

- k_z – średnie koszty zawodności przypadające na jedną awarię,
- λ_i – intensywność awarii w i -tym roku eksploatacji obiektu.

Zależność ta jest prawdziwa, jeżeli koszty zawodności podlegają jedynie zmienności losowej. W takim przypadku można posługiwać się średnią wartością tych kosztów k_z . Jeżeli istnieje istotna zależność czasowa kosztów zawodności, wówczas zależność (1.51) powinna zostać przekształcona do postaci:

$$K_r(T) = K_{no} \cdot r(T) + a_r(T) \cdot \sum_{i=1}^{i=T} k_{zi} \cdot \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i} \quad (1.53)$$

gdzie:

- k_{zi} – średnie koszty zawodności przypadające na jedną awarię w i -tym roku eksploatacji obiektu.

Uwzględniając zależności (1.47) oraz (1.48), wzór (1.52) można zapisać następująco:

$$K_r(T) = K_{no} \cdot \frac{p \cdot (1+p)^T}{(1+p)^T - 1} + \frac{p}{(1+p)^T - 1} \cdot k_z \cdot \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i} \quad (1.54)$$

Ważnym zagadnieniem jest także dokładne ustalenie wartości kosztów zawodności k_z . Koszty te składają się z czterech podstawowych składników. Zazwyczaj największym są koszty usuwania awarii k_{ua} , które składają się z kosztów zakupu nowych urządzeń i podzespołów, kosztów pracy monterów, kosztów pracy sprzętu specjalistycznego (wozy kablowe, dźwigi, zwyżki, koparki, świdry, itp.) oraz kosztów przejazdu do miejsca awarii [63, 64]. Kolejnym składnikiem jest utrata zysku przez spółkę dystrybucyjną k_{uz} , co związane jest z brakiem sprzedaży energii odbiorcom przez czas trwania awarii. Należy jednak uwzględnić, iż przez ten czas spółka dystrybucyjna nie kupuje energii od operatora systemu przesyłowego, co zmniejsza koszty zakupu energii. Strata jest więc mniejsza niż wynikałoby to z iloczynu ceny energii jaką płać odbiorcy i niedostarczonej energii. Za czas przerwy w dostawie energii elektrycznej odbiorcy przysługuje prawo do upustów i bonifikat k_{up} w wysokości pięciokrotnego kosztu energii, którą odbiorca mógłby pobrać, gdyby awaria nie miała miejsca. Teoretyczną wartość tej energii ustala się na podstawie poboru energii przez odbiorcę w analogicznym czasie innej doby. Pod uwagę należy wziąć także straty u odbiorców energii elektrycznej k_{odb} wynikające z ograniczenia ich aktywności życiowej, pogorszenia warunków sanitarnych oraz strat zniszczeniowych (głównie żywności) [66, 186]. Łączne, jednostkowe straty zawodnościowe można więc zapisać zależnością:

$$k_z = k_{rem} + k_{uz} + k_{up} + k_{odb} = k_{rem} + (k_{sprz} - k_{zak}) \cdot \Delta A + 5 \cdot k_{sprz} \cdot \Delta A + k_{Ab} \cdot \Delta A \quad (1.55)$$

gdzie:

- k_{rem} – koszt usuwania awarii w PLN,
- k_{uz} – koszt utraty zysku w PLN,
- k_{up} – koszt upustów i bonifikat dla odbiorców w PLN,
- k_{odb} – koszt strat u odbiorców w PLN,
- k_{sprz} – jednostkowy koszt sprzedaży energii przez spółkę dystrybucyjną dla odbiorców w PLN/kW·h,
- k_{zak} – jednostkowy koszt zakupu energii przez spółkę dystrybucyjną w PLN/kW·h,
- k_{Ab} – jednostkowy koszt strat u odbiorców w PLN/kW·h [186],
- ΔA – energia elektryczna niedostarczona do odbiorców w wyniku awarii w kW·h.

Zależność (1.54) stanowi funkcję celu. Należy ją więc minimalizować poprzez znalezienie takiego czasu T_{opt} , dla którego zależność osiąga wartość najmniejszą. Oznacza to wówczas, że pod względem gospodarczym najbardziej opłacalna jest wymiana obiektu na nowy w końcu roku T_{opt} . Minimalizacja zależności (1.54) musi się odbywać na drodze kolejnych podstawień, gdyż jest to zależność nieróżniczkowalna [379].

W pewnych sytuacjach może się zdarzyć, iż zależność (1.54) nie będzie posiadała minimum, lub minimum będzie występowało dla bardzo dużych wartości T . W takim przypadku optymalną strategią jest ciągle dokonywanie napraw, aż do chwili, gdy kolejna naprawa będzie niemożliwa i dopiero wówczas nastąpi likwidacja starego obiektu i jego zastąpienie nowym. Aby zależność (1.54) posiadała minimum muszą być spełnione dwa warunki [28, 379]:

- funkcja intensywności uszkodzeń musi wykazywać charakter rosnący (przynajmniej lokalnie),
- stosunek k_z/K_{no} powinien być większy od jedności.

W przypadku niespełnienia chociaż jednego z tych warunków, zależność (1.54) nie posiada minimum, co wskazuje na brak gospodarczego uzasadnienia wymiany profilaktycznej obiektu na nowy.

W pracy, ekonomicznie uzasadniony okres eksploatacji został wyznaczony dla najważniejszych urządzeń pracujących w sieciach rozdzielczych oraz dla stacji elektroenergetycznych jako zintegrowanych obiektów, a także dla linii napowietrznych i kablowych.

Właściwości niezawodnościowe stacji GPZ oraz RS

2.1. Wprowadzenie

Istnieje wiele rozwiązań topologicznych oraz konstrukcyjnych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN, zwanych w skrócie GPZ-ami (Główny Punkt Zasilający) lub RPZ-ami (Rozdzielczy Punkt Zasilający) oraz rozdzielni sieciowych SN, zwanych RS-ami. Stopień ich złożoności jest uzależniony od wielu czynników, wśród których wymienić należy przede wszystkim: rodzaj zasilanych odbiorców, liczbę pól, sposób pracy sieci oraz wymagania niezawodnościowe. W sieciach komunalnych najczęściej budowane są stacje z dwoma transformatorami. Większa liczba transformatorów, komplikuje układ stacji oraz automatykę zabezpieczeniową i sterowniczą, natomiast w przypadku stacji z jednym transformatorem zwiększa się niebezpieczeństwo wyłączeń awaryjnych u odbiorców w przypadku jego uszkodzenia. Stacje takie budowane są jedynie w przypadku zasilania niezbyt dużego obszaru lub odbiorców o małej wymaganej pewności zasilania. Najczęściej ma to miejsce w sieciach terenowych.

Stacje transformatorowo-rozdzielcze 110 kV/SN stanowią główne punkty zasilania sieci rozdzielczych SN, zarówno miejskich, jak i terenowych. Stacje takie można podzielić na węzłowe oraz odbiorcze. W przypadku stacji węzłowych, część energii jest przez stację pobierana i transformowana na poziom napięcia średnich, natomiast część jest odbierana przez linie 110 kV. Ze względu na możliwość znacznych ograniczeń w przypadku awarii stacji, posiadają one zazwyczaj rozbudowany, podwójny system szyn zbiorczych 110 kV z jednym wyłącznikiem w każdym polu.

Stacje odbiorcze stanowią jedynie punkt poboru energii z sieci 110 kV (nie są punktem tranzytowym sieci 110 kV). W stacjach tych wykorzystywane są następujące układy rozdzielni 110 kV [30, 202, 203, 246, 331]:

- pojedynczy lub podwójny układ blokowy linia–transformator, w przypadku ograniczonego terenu stacji lub bardzo krótkich linii 110 kV,
- układ H2, w przypadku rozdzielni z dwiema liniami zasilającymi i dwoma transformatorami (w uzasadnionych przypadkach układ H3t),
- układ H4, w przypadku rozdzielni z dwiema liniami i dwoma transformatorami, jeżeli układ pracuje także przelotowo,
- układ 1S sekcjonowany wyłącznikiem, w przypadku stacji zasilanych co najwyżej czterema liniami oraz wyposażonych w najwyżej cztery transformatory,

- układ 2S z jednym łącznikiem, w przypadku rozdzielni o łącznej liczbie pól liniowych oraz transformatorowych większej od ośmiu.

Osobnym zagadnieniem jest wybór układu pracy rozdzielni SN (układu stacji RS). W przypadku stacji zasilanych z jednego źródła, które nie wymagają dużej pewności zasilania odbiorców, może zostać zastosowany pojedynczy niesekcjonowany system szyn zbiorczych. Jeżeli stacja posiada dwa niezależne źródła zasilania oraz dużą liczbę pól, wówczas jako podstawowy układ stosuje się pojedynczy sekcjonowany system szyn zbiorczych. Zazwyczaj liczba sekcji odpowiada liczbie źródeł zasilania. Przy bardzo dużej liczbie pól, stosowane są pojedyncze systemy szyn dzielone na cztery sekcje, zasilane z dwóch transformatorów trójzwojennowych lub dwóch transformatorów o dzielonych uzwojeniach średniego napięcia [30, 240]. Jedynie w przypadku bardzo dużych stacji stosowane są układy z podwójnym sekcjonowanym układem szyn zbiorczych. Przykładowe struktury rozdzielni SN, GPZ-u miejskiego oraz terenowego, a także rozdzielni RS (WRS), przedstawia rysunek 2.1. Są to schematy rzeczywistych stacji eksploatowanych w województwie świętokrzyskim.

Do urządzeń podstawowych stacji GPZ zaliczyć należy transformatory 110 kV/SN, łączniki, szyny zbiorcze, przekładniki prądowe i napięciowe, ograniczniki przepięć (odgromniki), itp. Oprócz urządzeń podstawowych stacje GPZ wyposażone są w dodatkowe układy wspomagające pracę stacji i sieci elektroenergetycznych. Do układów takich zalicza się systemy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, układy zasilania prądem stałym, układy sprężonego powietrza, a także układy kompensacji ziemnozwarciowej (dławiki lub transformatory uziemiające).

Ze względów funkcjonalnych układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS) eksploatowane w stacjach GPZ, dzieli się na grupy:

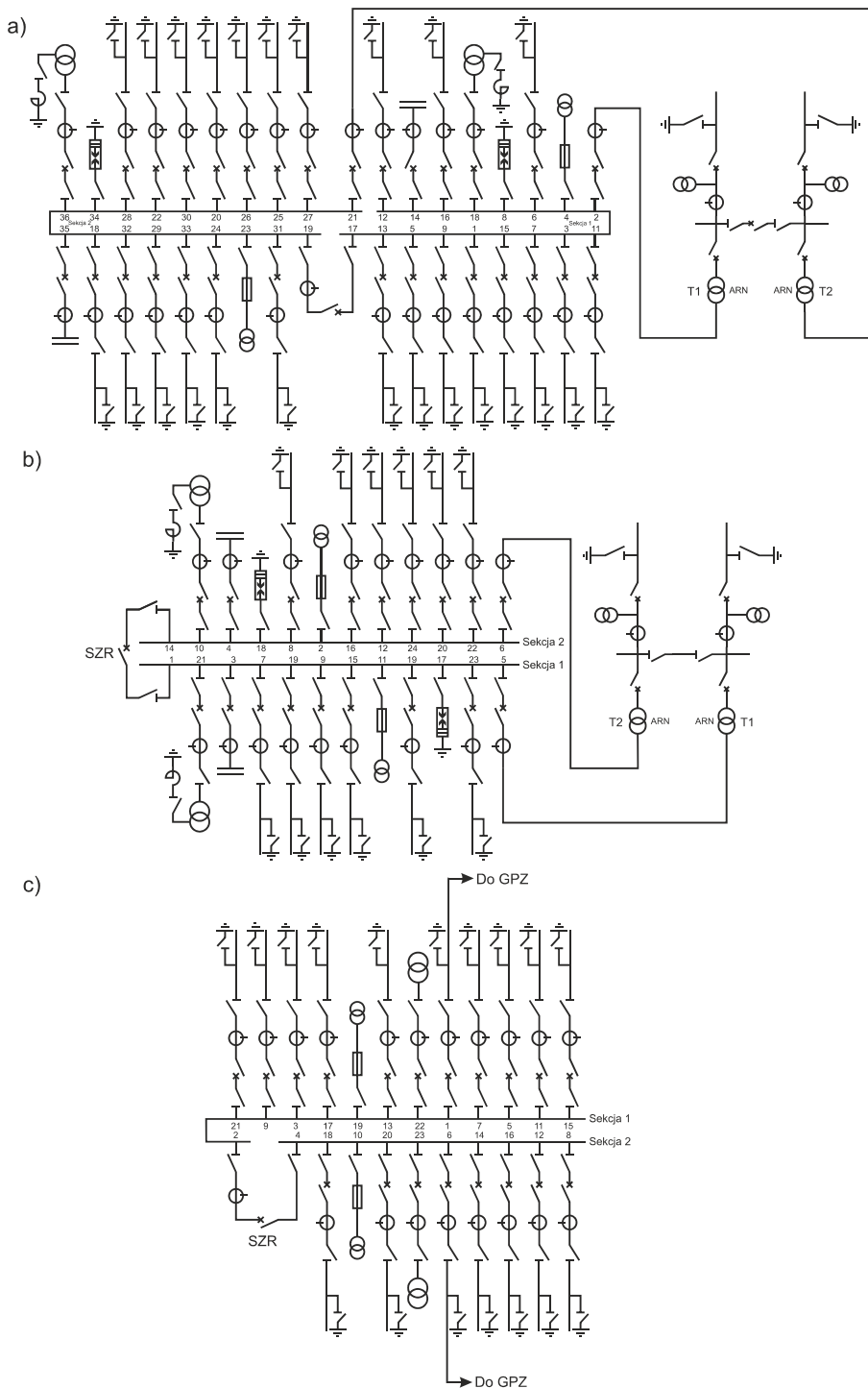
- układy automatyki zabezpieczeniowej,
- układy kontrolno-pomiarowe,
- układy sterowania, blokad i sygnalizacji,
- układy telemechaniki i teletransmisji.

Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa dzieli się na [30, 240, 433]:

- prewencyjną,
- eliminującą,
- restytucyjną.

Automatyka prewencyjna ma na celu zapobieganie zakłóceniom, jakie mogą wystąpić w pracy systemu elektroenergetycznego, przez wykrywanie, sygnalizację i likwidację nienormalnych stanów pracy systemu lub jego elementów, takich jak: przeciążenie, nadmierne wahania i odchylenia napięcia oraz częstotliwości.

Automatyka eliminująca jest przeznaczona do eliminowania z pracy tych urządzeń i linii, w których wystąpiło uszkodzenie uniemożliwiające prawidłową pracę innych elementów systemu. Do najgroźniejszych uszkodzeń zalicza się wszelkiego rodzaju zwarcia, szczególnie te, przy których występują duże wartości prądów zwarciovych.



Rys. 2.1. Przykładowe układy stacji GPZ: a) miejskiej, b) terenowej, c) rozdzielni RS

Automatyka restytucyjna ma za zadanie zarówno samoczynną zmianę konfiguracji tych części systemu elektroenergetycznego, w których wystąpiło zakłócenie i działanie automatyki prewencyjnej lub eliminującej, jak również przywrócenie normalnego lub najbardziej optymalnego, w warunkach istniejących ograniczeń, stanu pracy systemu. Do automatyki restytucyjnej zalicza się m.in. układy:

- samoczynnego ponownego załączenia (SPZ),
- samoczynnego załączenia do pracy elementów rezerwowych (SZR),
- samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO).

W stacjach elektroenergetycznych występuje duża różnorodność układów automatyki zabezpieczeniowej ze względu na zróżnicowanie urządzeń i elementów systemu podlegających ochronie, stosowanie różnych rozwiązań przez firmy krajowe i zagraniczne oraz pojawianie się nowych urządzeń i układów automatyki.

Bardzo ważną rolę w stacjach SN odgrywają układy automatycznej regulacji napięcia (ARN), które utrzymują napięcie na szynach SN w zadanym przedziale. Jest to szczególnie ważny problem wynikający przede wszystkim ze znacznej zmienności obciążenia w cyklu dobowym. Brak regulacji mógłby doprowadzić, bądź do nadmiernych spadków napięcia w sieci w godzinach szczytu obciążenia, lub do nadmiernego wzrostu napięcia w okresie doliny obciążenia (zwłaszcza godziny nocne). Regulacja taka następuje na drodze przełączania zacepów transformatora pod obciążeniem.

Przyrządy kontrolno-pomiarowe instalowane w stacjach elektroenergetycznych powinny dostarczyć wszystkich niezbędnych informacji o parametrach energii elektrycznej i kierunkach jej przepływu w poszczególnych polach stacji elektroenergetycznych, takich jak: napięcie, prąd, wartości mocy i energii czynnej oraz biernej, częstotliwość itp. Rodzaj i liczba stosowanych standardowo mierników w poszczególnych, charakterystycznych polach stacji zależy od napięcia znamionowego, wielkości stacji i jej znaczenia w sieci. W stacjach bez obsługi ogranicza się liczbę instalowanych mierników wskazówkowych. W ostatnim okresie są stosowane coraz powszechniej mierniki cyfrowe umożliwiające odczyt, rejestrację i teletransmisję danych.

Do układów pomiarowych zalicza się również rejestratory i lokalizatory zakłóceń sieci zasilane podobnie, jak i inne mierniki z przekładników napięciowych i prądowych. Rejestratory zakłóceń rejestrują przebiegi wartości różnych wielkości elektrycznych (prądy i napięcia fazowe, prądy kolejności zerowej), przez co umożliwiają analizę i odtworzenie przebiegu zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego oraz działania automatyki sieciowej.

Dążenie do ograniczenia liczby stacji ze stałą obsługą zostało w znacznym stopniu zrealizowane przez rozwój i szerokie zastosowanie niezawodnie działających urządzeń telemechaniki. Przejęły one różnorodne funkcje związane z wszechstronną kontrolą, sterowaniem, sygnalizacją i pomiarami dokonywanymi w stacjach i stały się częścią rozbudowanej automatyki elektroenergetycznej [30, 240].

Stosowane w kraju systemy telemechaniki w obiektach elektroenergetycznych spełniają następujące funkcje:

- zdalną kontrolę (pomiar) chwilowych wartości różnych wielkości elektrycznych charakteryzujących pracę stacji,
- kontrolę konfiguracji wybranych urządzeń,
- kontrolę działania urządzeń automatyki,
- zdalne sterowanie urządzeniami zainstalowanymi w stacji.

Przy zarządzaniu oraz nadzorowaniu pracy stacji oraz sieci dystrybucyjnych wykorzystywane są systemy typu SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Systemy te są podstawowym narzędziem do zarządzania pracą sieci w czasie rzeczywistym. Ich zasadniczym celem jest zbieranie danych pomiarowych, ich wizualizacja oraz archiwizacja, sterowanie procesami, a także alarmowanie o stacjach anormalnych. Mogą one być wykorzystywane do wykrywania anomalii w sieciach dystrybucyjnych (stacjach, liniach) dzięki informacjom z wielu sensorów oraz punktów pomiarowych [33, 59, 205].

W ostatnich latach coraz większą popularność zdobywają na świecie systemy informacji przestrzennej GIS. Znane są już ich pierwsze zastosowania w elektroenergetyce polskiej [126, 129, 132, 201, 278, 281, 306, 320, 448].

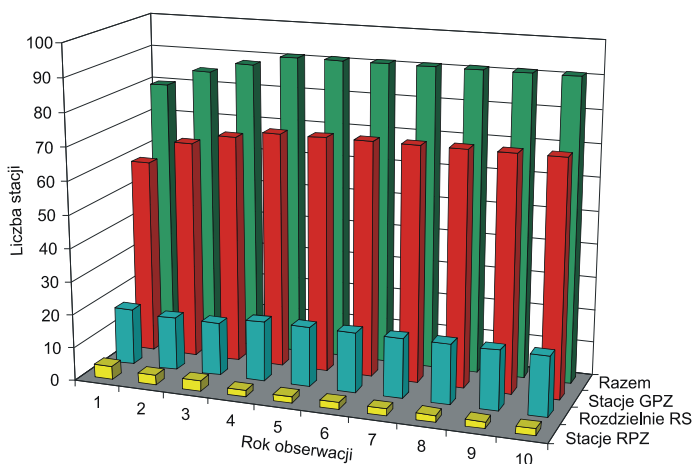
2.2. Dane statystyczne analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN oraz rozdzielni SN

Obserwacja zawodności stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni SN obejmuje okres 10 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na początku obserwacji, istniało w tej spółce łącznie 80 stacji. Na koniec obserwacji, liczba ta wynosiła 91. Liczbę stacji w poszczególnych latach przedstawia tabela 2.1 oraz rysunek 2.2.

Na podstawie dostępnych materiałów, będących własnością spółki dystrybucyjnej (materiały działu eksploatacji, dokumenty magazynowe, dokumentacja ekonomiczno-finansowa, itp.), wyznaczona została liczba poszczególnych urządzeń stacyjnych na początku oraz na końcu okresu obserwacji. Dane te zawiera tabela 2.2.

Tabela 2.1. Liczba analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN oraz rozdzielni SN w kolejnych latach obserwacji

Rok obserwacji	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stacje GPZ	59	66	69	71	71	71	71	71	71	71
Stacje RPZ	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2
Rozdzielnie RS	17	16	16	18	18	18	18	18	18	18
Razem	80	85	88	91	91	91	91	91	91	91



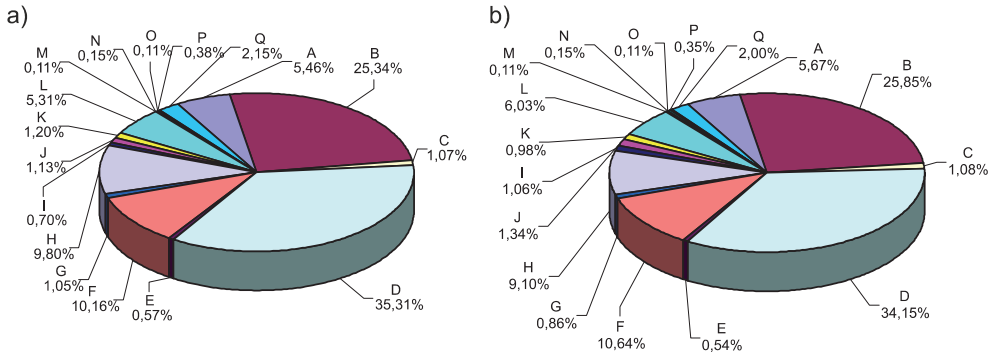
Rys. 2.2. Liczba obserwowanych stacji elektroenergetycznych 110 kV/SN oraz rozdzielni SN w ciągu 10 lat prowadzenia badań

Tabela 2.2. Liczba urządzeń stacji 110 kV/SN na początku oraz na końcu okresu obserwacji

Urządzenie	Oznaczenie	Na początku okresu obserwacji	Na końcu okresu obserwacji
Kondensatory SN	A	4108	4806
Głowice kablowe SN	B	19050	21906
Izolatory 110 kV	C	807	918
Izolatory SN	D	26551	28939
Odgromniki 110 kV	E	429	459
Odgromniki SN	F	7640	9015
Odlącniki 110 kV	G	786	725
Odlącniki SN	H	7372	7713
Przekładniki napięciowe 110 kV	I	528	896
Przekładniki napięciowe SN	J	846	1137
Przekładniki prądowe 110 kV	K	903	830
Przekładniki prądowe SN	L	3991	5112
Szyny zbiorcze SN	M	80 systemów / 2372 pola	91 systemów / 2458 pól
Transformatory 110 kV/SN	N	112	126
Układy uziomowe	O	80	91
Wyłłączniki 110 kV	P	284	294
Wyłłączniki SN	Q	1620	1695
Układy EAZIS	R	–	–
Elementy konstrukcyjne stacji	S	–	–

Jeżeli przyjęte zostanie założenie, iż każde urządzenie elektroenergetyczne, bez względu na pełnioną funkcję, stanowi pewien element stacji, który wpływa bezpo-

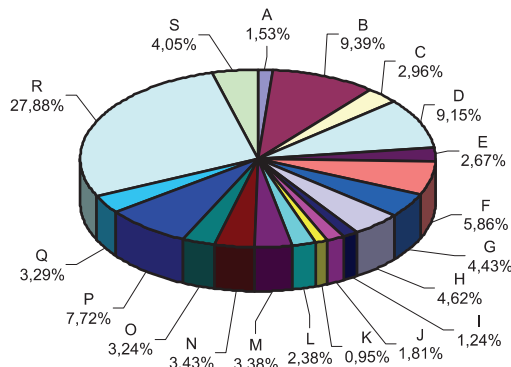
średnio na jej parametry oraz właściwości, wówczas ważnym wskaźnikiem staje się udział liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy w całkowitej liczbie zainstalowanych urządzeń stacyjnych. Jest to pewna cecha, która pozwala na określenie „standardowej” struktury stacji 110 kV/SN. Graficznie udział poszczególnych grup urządzeń przedstawia rysunek 2.3.



Rys. 2.3. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie urządzeń zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN: a) na początku okresu obserwacji, b) na końcu okresu obserwacji (oznaczenia, jak w tabeli 2.2)

W ciągu 10 lat obserwacji łączna liczba urządzeń zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN wzrosła o 12,72% ich początkowej liczby. Mimo to procentowy udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie urządzeń zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN pozostał prawie stały. Największy przyrost wystąpił dla przekładników prądowych SN i wyniósł on 0,72%. Największy spadek liczby urządzeń wystąpił natomiast dla izolatorów SN i wyniósł on -1,17% ich początkowej liczby. Są to wartości bardzo małe. Można więc przyjąć, że struktura stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN była w ciągu dziesięciu lat obserwacji niezmienna.

W czasie 10 lat obserwacji wystąpiło łącznie 2098 awarii w stacjach 110 kV/SN. Liczbę awarii poszczególnych grup urządzeń przedstawia rysunek 2.4 oraz tabela 2.3.



Rys. 2.4. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie awarii w stacjach 110 kV/SN (oznaczenia, jak w tabelach 2.2 oraz 2.3)

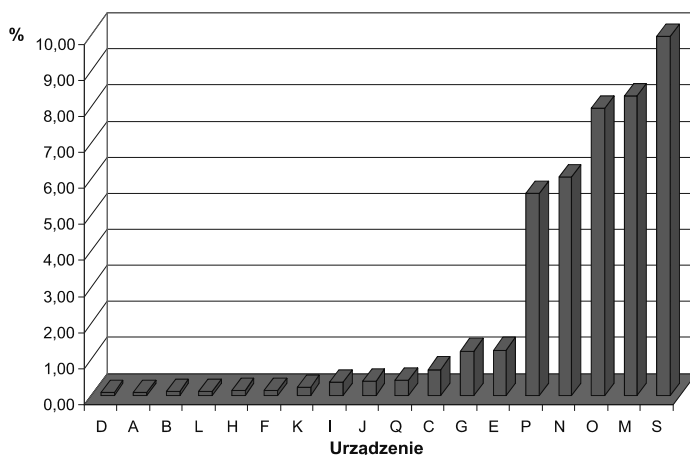
Tabela 2.3. Awarie zaobserwowane w stacjach 110 kV/SN podczas 10 lat obserwacji

Urządzenie	Oznaczenie	Liczba awarii	Udział awarii grupy urządzeń w odniesieniu do liczby wszystkich awarii	Udział awarii w odniesieniu do średniej liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy
–	–	–	[%]	[%]
Kondensatory SN	A	32	1,53	0,72
Głowice kablowe SN	B	197	9,39	0,96
Izolatory 110 kV	C	62	2,96	7,19
Izolatory SN	D	192	9,15	0,69
Odgromniki 110 kV	E	56	2,67	12,61
Odgromniki SN	F	123	5,86	1,48
Odlączyki 110 kV	G	93	4,43	12,31
Odlączyki SN	H	97	4,62	1,29
Przekładniki napięciowe 110 kV	I	26	1,24	3,65
Przekładniki napięciowe SN	J	38	1,81	3,83
Przekładniki prądowe 110 kV	K	20	0,95	2,31
Przekładniki prądowe SN	L	50	2,38	1,10
Szyny zbiorcze SN	M	71	3,38	2,94*
Transformatory 110 kV/SN	N	72	3,43	60,50
Układy uziomowe	O	68	3,24	79,53
Wyłączniki 110 kV	P	162	7,72	56,06
Wyłączniki SN	Q	69	3,29	4,16
Układy EAZiS	R	585	27,88	–
Elementy konstrukcyjne stacji	S	85	4,05	99,42

* Wskaźnik określony jako względna liczba awarii przypadających na jedno pole w %.

Na rysunku 2.5 przedstawiony został średni udział liczby awarii danej grupy urządzeń, zaistniałych w ciągu jednego roku, w odniesieniu do liczby zainstalowanych w stacjach 110 kV/SN urządzeń z danej grupy.

Analizując dane przedstawione na rysunkach 2.4 oraz 2.5 można zauważyć, iż najwięcej awarii jest powodowanych przez układy EAZiS, głowice kablowe SN, izolatory SN oraz wyłączniki 110 kV. Odnosząc liczbę awarii danej grupy urządzeń do ich zainstalowanej w stacjach 110 kV/SN liczby, można stwierdzić, iż najbardziej awaryjnymi urządzeniami są konstrukcje stacji, szyny zbiorcze SN, układy uziomowe, transformatory 110 kV/SN oraz wyłączniki SN. W analizie tej pominięto awarie układów EAZiS, gdyż tworzą one pewien system, co uniemożliwia określenia liczby eksploatowanych urządzeń w tej grupie.



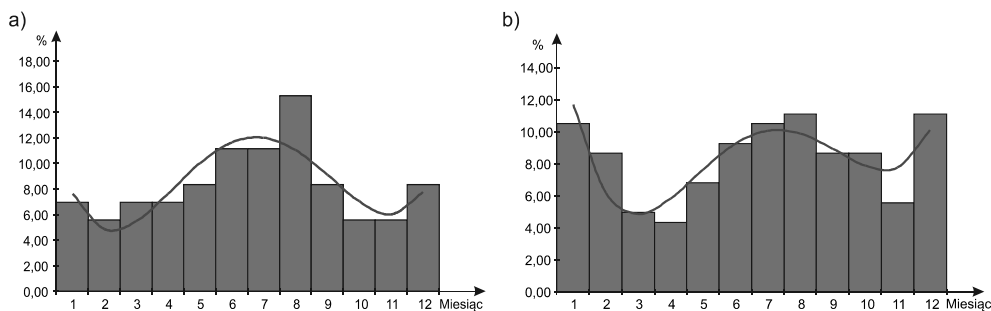
Rys. 2.5. Średnia liczba awarii poszczególnych grup urządzeń stacji 110 kV/SN w ciągu jednego roku w odniesieniu do całkowitej liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy, w kolejności rosnącej (oznaczenia, jak w tabelach 2.2 oraz 2.3)

2.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN oraz w rozdzielniach SN

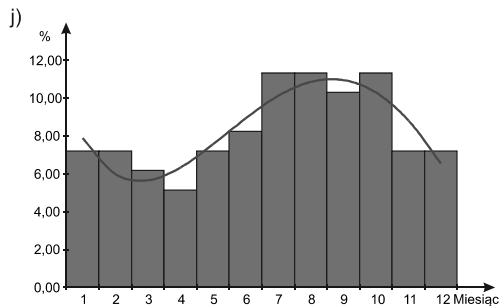
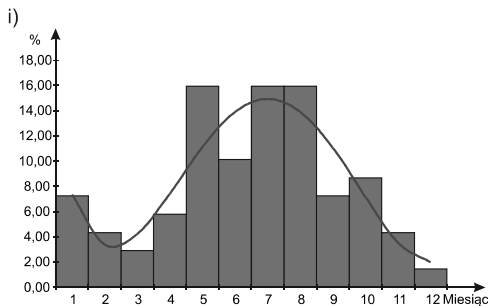
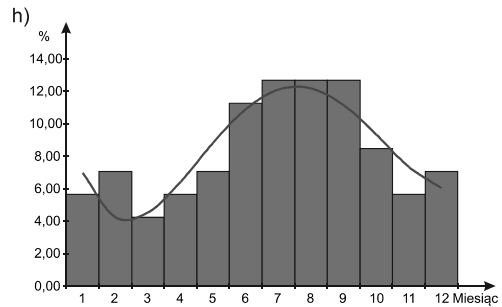
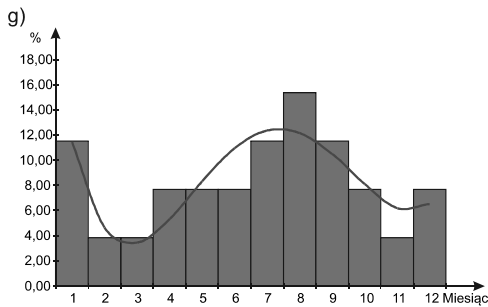
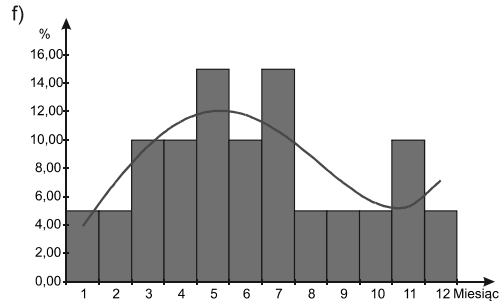
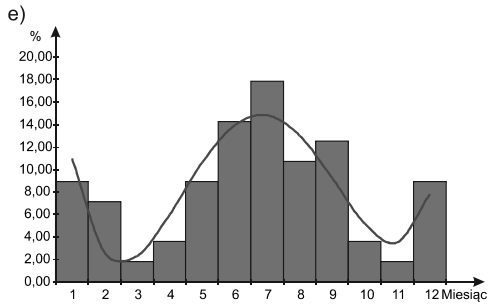
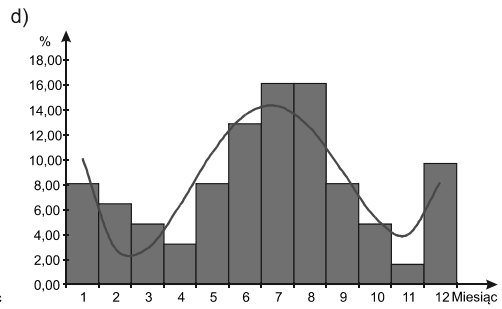
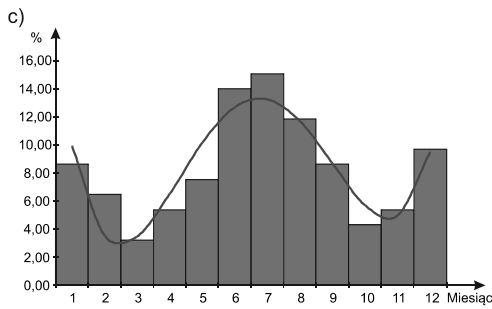
W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych urządzeń eksploatowanych w stacjach elektroenergetycznych 110 kV/SN (GPZ oraz RPZ), a także rozdzielni sieciowych (RS). Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.

2.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

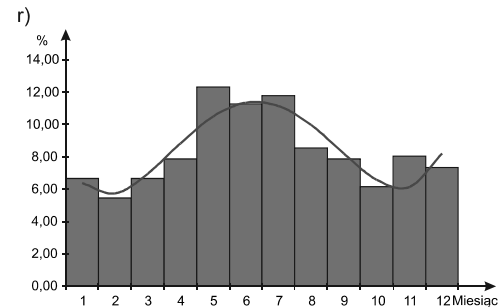
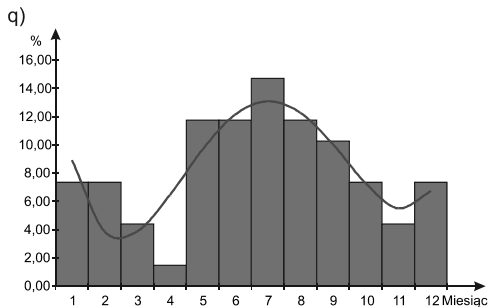
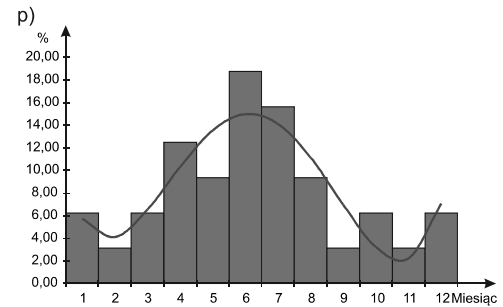
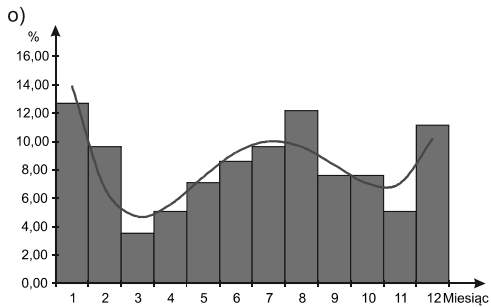
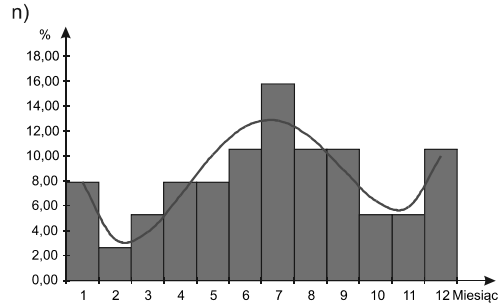
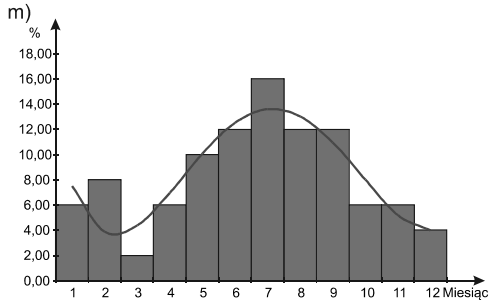
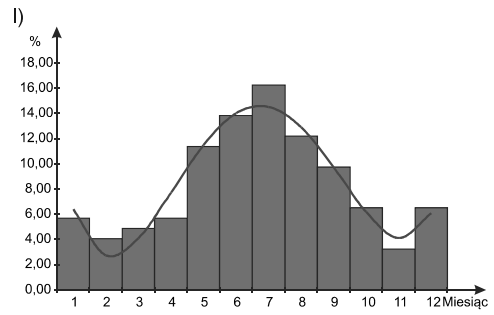
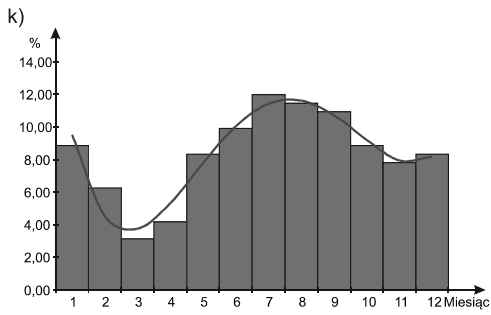
Na rysunku 2.6 przedstawiono w postaci histogramów częstości uszkodzeń poszczególnych urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN w kolejnych miesiącach roku. Zaprezentowano także funkcje aproksymacyjne.



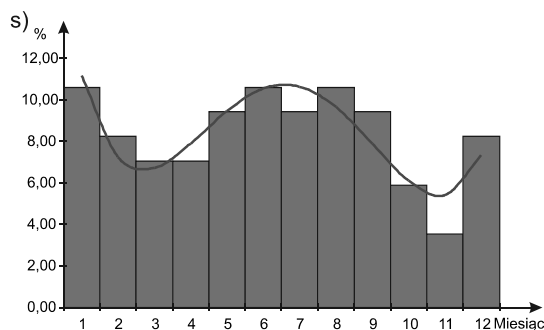
Rys. 2.6a-b. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń stacji 110 kV/SN: a) transformatorów 110 kV/SN, b) wyłączników 110 kV



Rys. 2.6c-j. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń stacji 110 kV/SN: c) odłączników 110 kV, d) izolatorów 110 kV, e) odgromników 110 kV, f) przekładników prądowych 110 kV, g) przekładników napięciowych 110 kV, h) szyn zbiorczych SN, i) wyłączników SN, j) odłączników SN



Rys. 2.6k-r. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń stacji 110 kV/SN: k) izolatorów SN, l) odgromników SN, m) przekładników prądowych SN, n) przekładników napięciowych SN, o) głowic kablowych SN, p) baterii kondensatorów SN, q) układów uziomowych stacji, r) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej



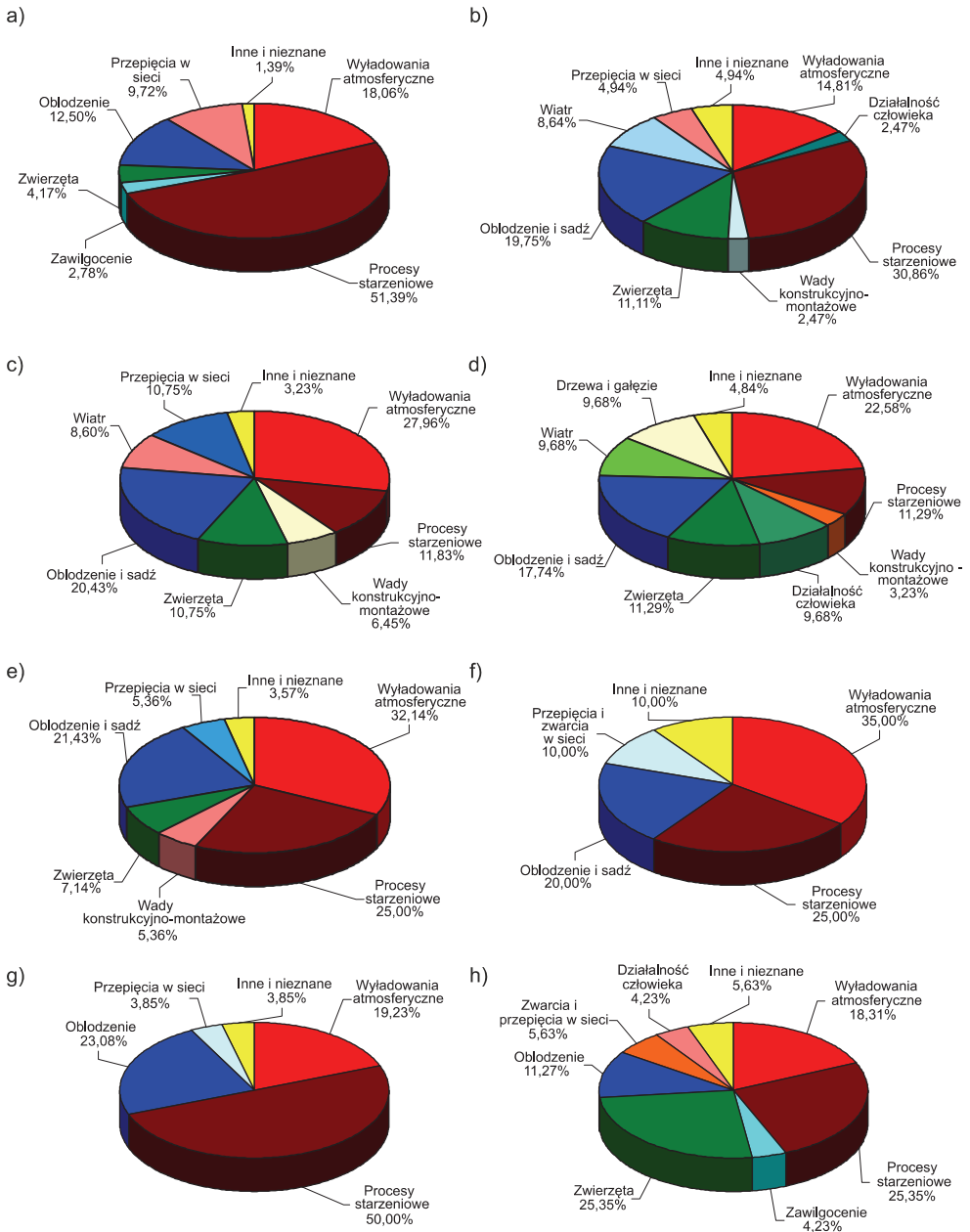
Rys. 2.6s. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń stacji 110 kV/SN: s) konstrukcji stacji GPZ, RS, i RPZ

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń, przedstawionych na rysunku 2.6 zawiera tabela 2.4. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

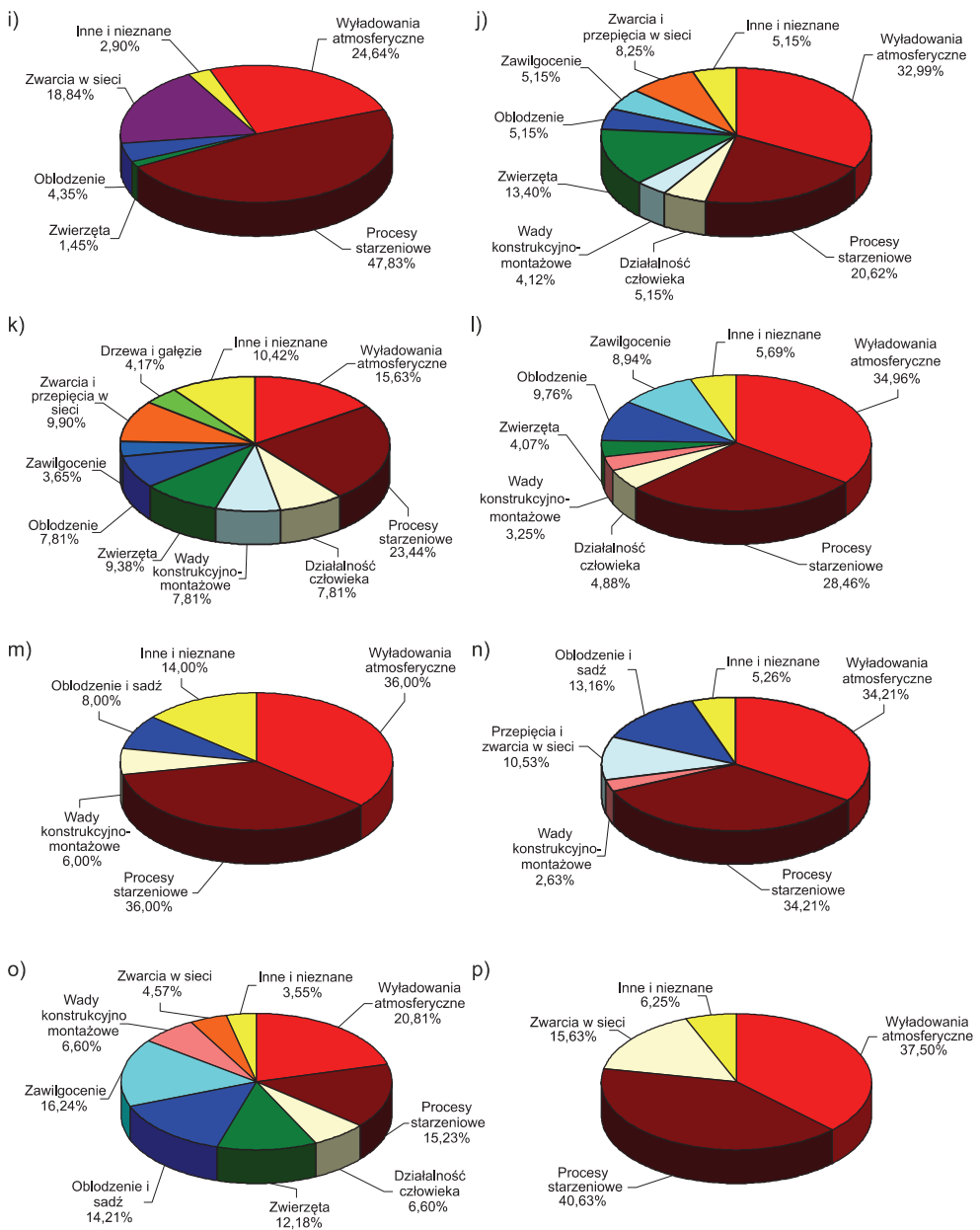
Tabela 2.4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Transformatory 110 kV/SN	0,0182	-0,4840	4,1439	-12,0983	16,0459	0,83
Wyłączniki 110 kV	0,0175	-0,4873	4,5706	-16,0647	23,6548	0,84
Odłączniki 110 kV	0,0327	-0,8712	7,5817	-23,5444	26,7405	0,91
Izolatory 110 kV	0,0366	-0,9810	8,5783	-26,6486	29,1479	0,86
Odgromniki 110 kV	0,0400	-1,0794	9,5209	-30,0047	32,5182	0,88
Przekładniki prądowe 110 kV	0,0064	-0,1178	0,2984	2,8934	0,8460	0,70
Przekładniki napięciowe 110 kV	0,0223	-0,6409	6,0822	-20,8860	26,8745	0,86
Szyny zbiorcze SN	0,0119	-0,3523	3,3232	-10,4103	14,3975	0,90
Wyłączniki SN	0,0223	-0,6310	5,6387	-16,8119	19,1443	0,88
Odłączniki SN	0,0029	-0,1179	1,4108	-5,3390	11,9338	0,89
Izolatory SN	0,0162	-0,4721	4,5318	-15,5242	20,9701	0,96
Odgromniki SN	0,0274	-0,7317	6,2048	-17,5571	18,4590	0,97
Przekładniki prądowe SN	0,0183	-0,5220	4,7431	-14,4929	17,7727	0,89
Przekładniki napięciowe SN	0,0279	-0,7347	6,2851	-18,7405	21,0991	0,90
Głowice kablowe SN	0,0218	-0,6051	5,6801	-20,3362	29,1712	0,86
Baterie kondensatorów SN	0,0297	-0,7392	5,7057	-13,9945	14,7175	0,87
Układy uziomowe stacji	0,0237	-0,6536	5,8622	-18,4159	22,1108	0,84
Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej	0,0134	-0,3353	2,6115	-6,3312	10,4178	0,89
Konstrukcje stacji GPZ, RS i RPZ	0,0168	-0,4523	3,9928	-12,9850	20,5853	0,88

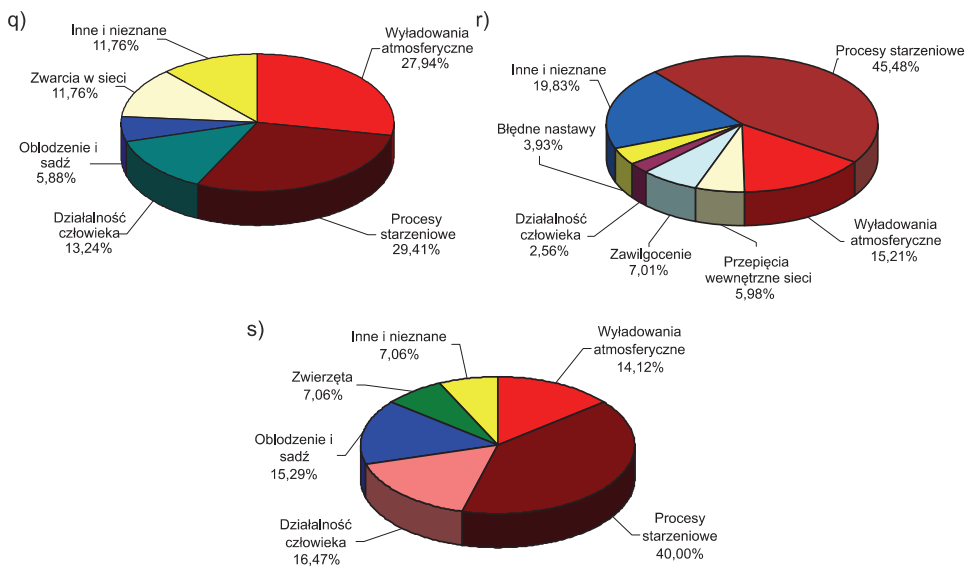
Na rysunku 2.7 przedstawiony został procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



Rys. 2.7a-h. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: a) transformatorów 110 kV/SN, b) wyłączników 110 kV, c) odłączników 110 kV, d) izolatorów 110 kV, e) odgromników 110 kV, f) przekładników prądowych 110 kV, g) przekładników napięciowych 110 kV, h) szyn zbiorczych SN

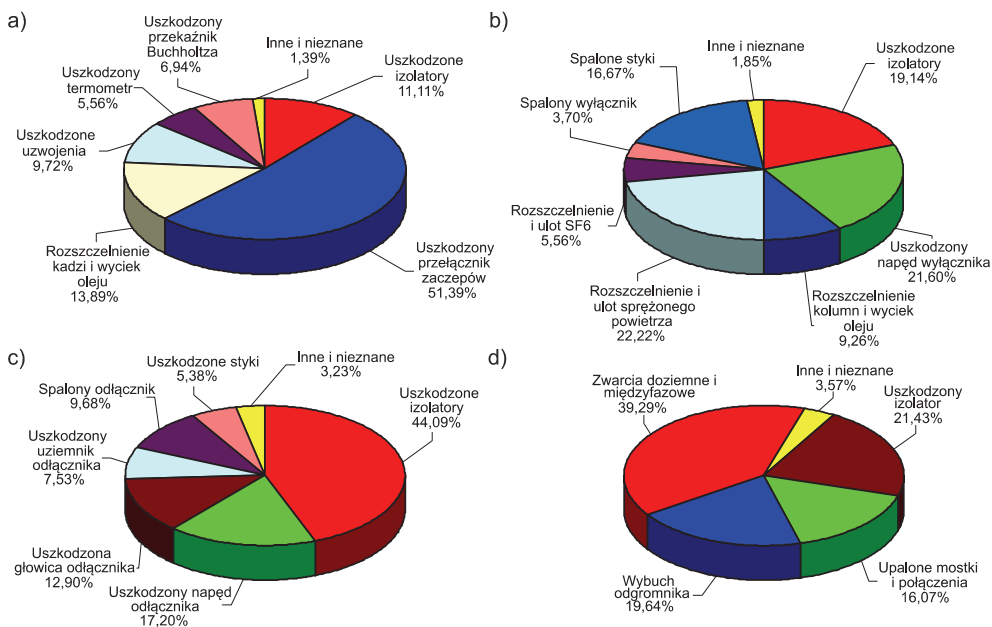


Rys. 2.7i-p. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: i) wyłączników SN, j) odłączników SN, k) izolatorów SN, l) odgromników SN, m) przekładników prądowych SN, n) przekładników napięciowych SN, o) głowic kablowych SN, p) baterii kondensatorów SN

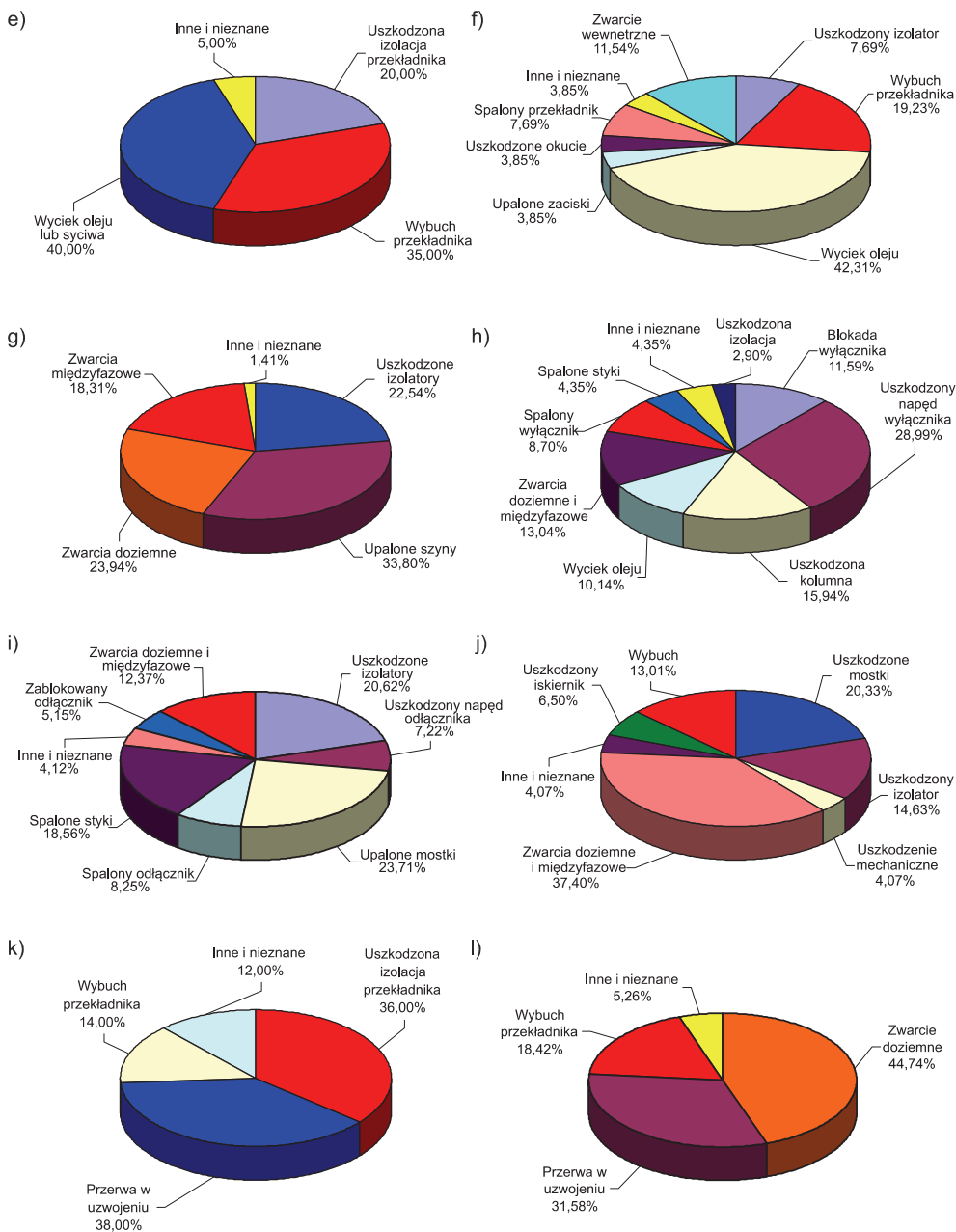


Rys. 2.7q-s. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: q) układów uziomowych stacji, r) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, s) konstrukcji stacji GPZ, RS i RPZ

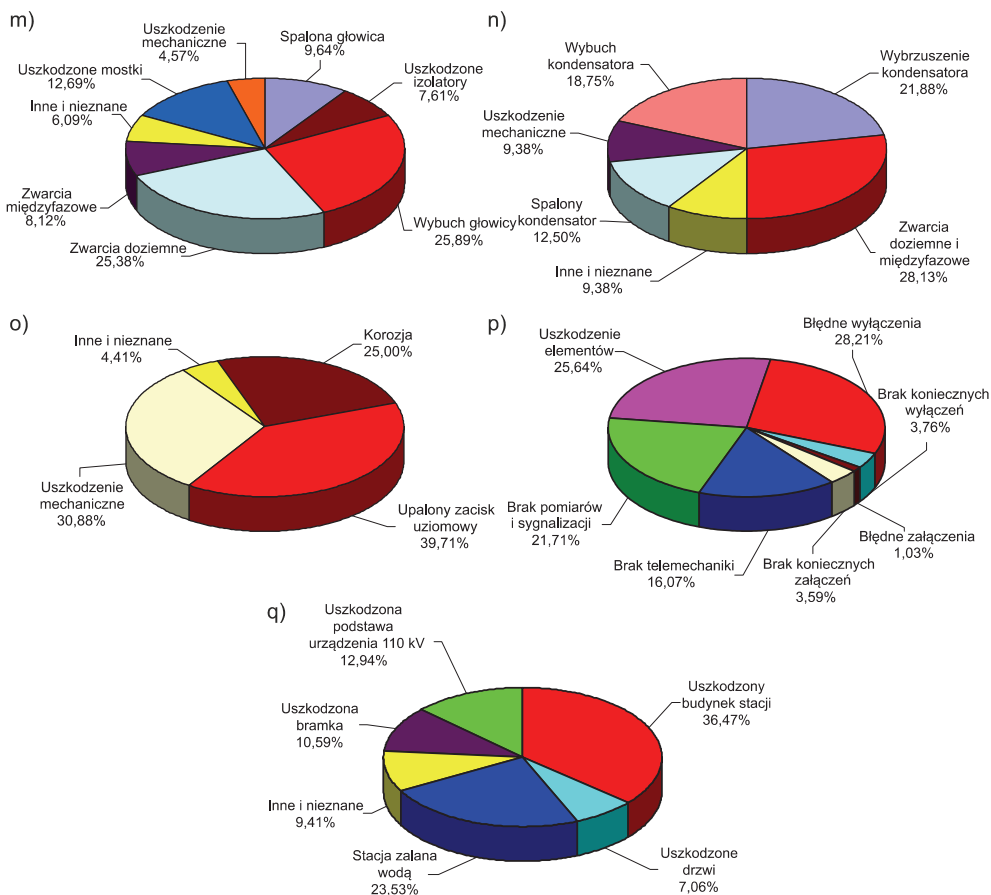
Na rysunku 2.8 przedstawiony został procentowy udział skutków uszkodzeń urządzeń zainstalowanych w stacjach GPZ, RPZ i RS.



Rys. 2.8a-d. Procentowy udział skutków awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: a) transformatorów 110 kV/SN, b) wyłączników 110 kV, c) odłączników 110 kV, d) odgromników 110 kV



Rys. 2.8e-l. Procentowy udział skutków awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: e) przekładników prądowych 110 kV, f) przekładników napięciowych 110 kV, g) szyn zbiorczych SN, h) wyłączników SN, i) odłączników SN, j) odgromników SN, k) przekładników prądowych SN, l) przekładników napięciowych SN



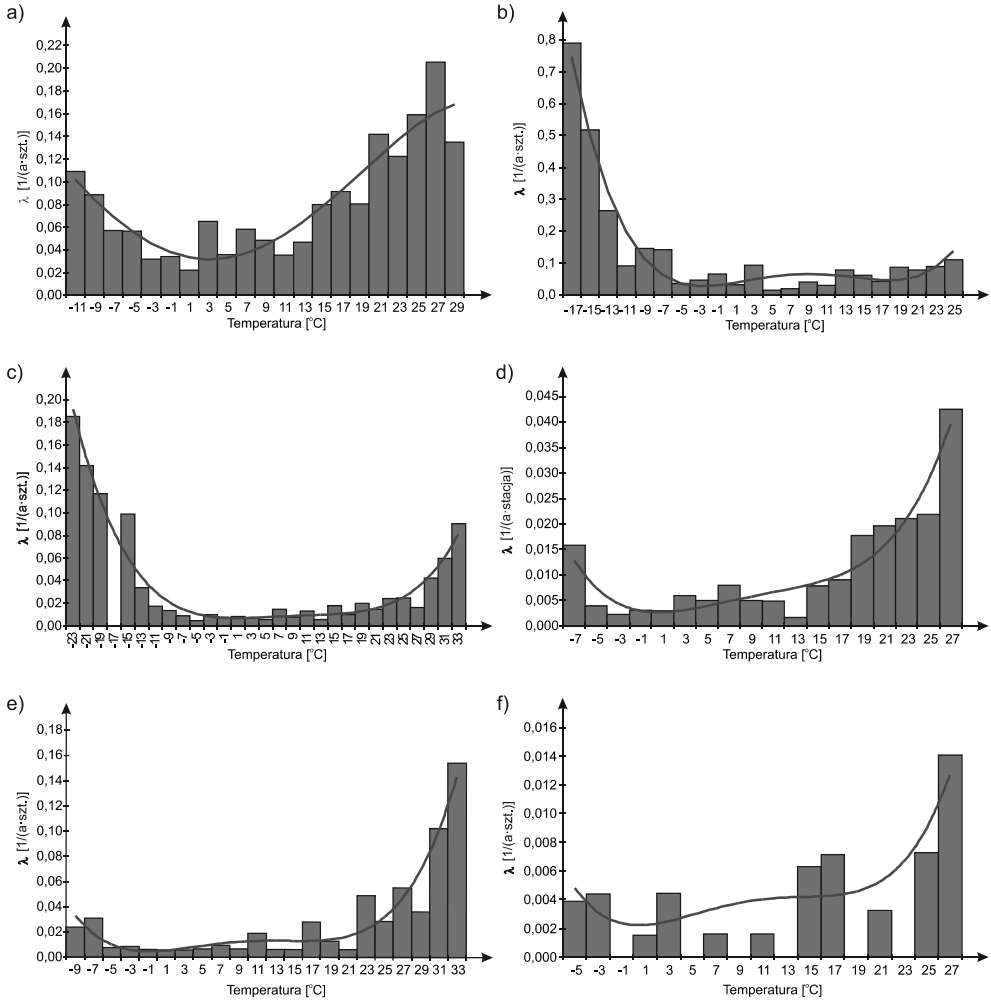
Rys. 2.8m-q. Procentowy udział skutków awarii urządzeń stacji 110 kV/SN: m) głowic kablowych SN, n) baterii kondensatorów SN, o) układów uziomowych stacji, p) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, q) konstrukcji stacji GPZ, RS i RPZ

W odniesieniu do izolatorów, zarówno 110 kV, jak i SN, nie jest zazwyczaj odnotowywany rodzaj uszkodzenia. Dlatego też izolatory nie zostały ujęte na rysunku 2.8. Z danych autora wynika jednak, że ich uszkodzenie polega najczęściej na zniszczeniu mechanicznym (pęknięciu lub złamaniu) lub też wypaleniu ścieżki przewodzącej na powierzchni, co powoduje zwarcia doziemne lub międzyfazowe. Często w wyniku działania łuku elektrycznego następuje także tzw. „metalizowanie” powierzchni izolatora, co powoduje, iż traci on częściowo lub całkowicie właściwości izolacyjne.

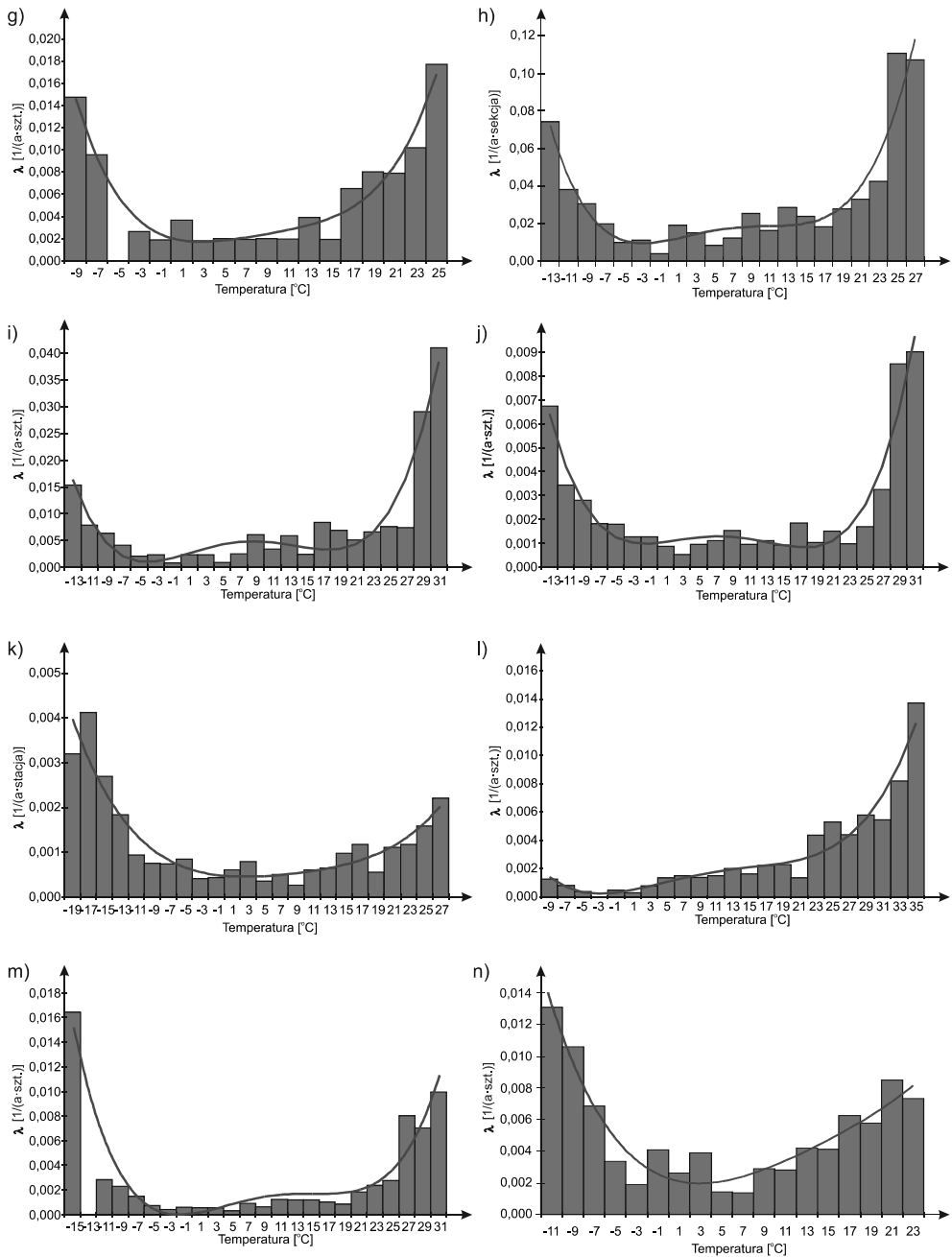
2.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzona została analiza wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii urządzeń stacji 110 kV/SN. Ze względu na fakt, iż

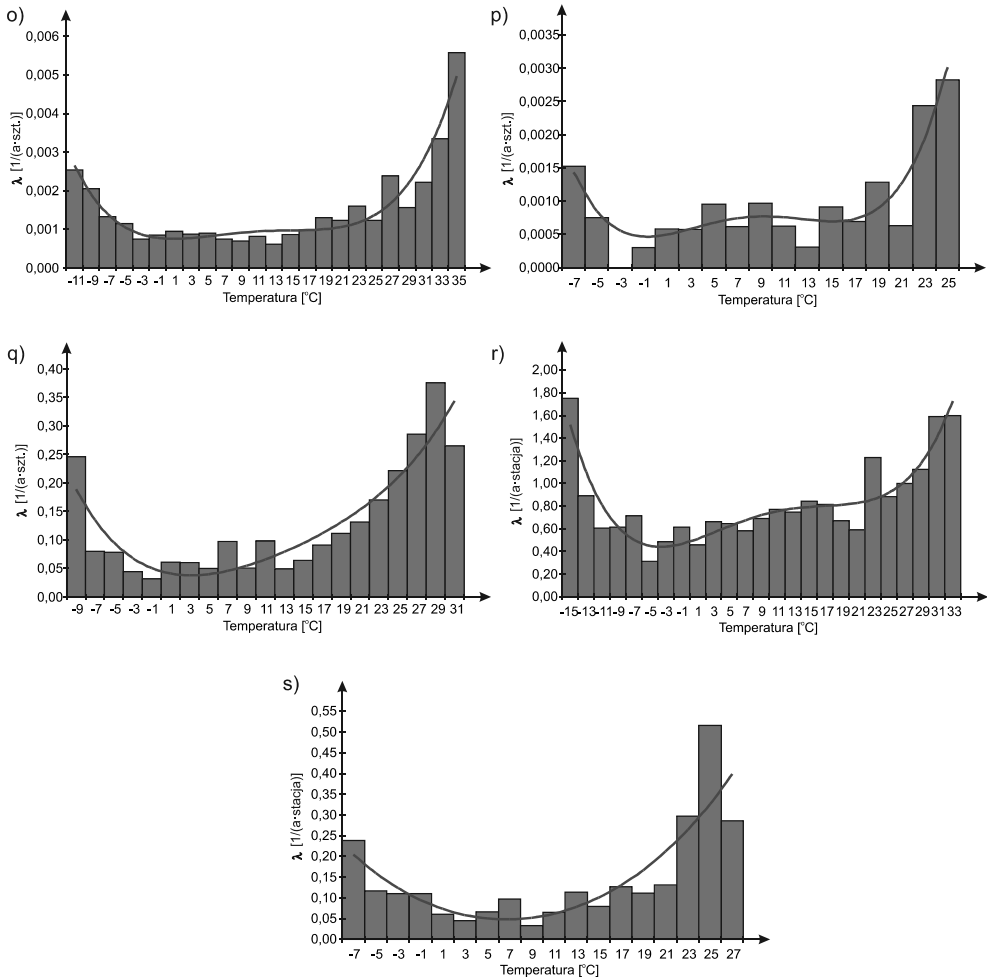
w warunkach klimatycznych Polski, temperatury o różnych wartościach posiadają różny czas występowania, jako wskaźnik częstości przyjęto liczbę awarii, które wystąpiły w rozważanym przedziale wartości temperatury, do czasu trwania tego przedziału wartości temperatury w analizowanym okresie czasu. Intensywność awarii urządzeń stacji GPZ, RPZ oraz RS w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 2.9.



Rys. 2.9a-f. Zależność intensywności awarii urządzeń stacji 110 kV/SN od temperatury otoczenia: a) transformatorów 110 kV/SN, b) wyłączniów 110 kV, c) odłączniów 110 kV, d) izolatorów 110 kV, e) odgromników 110 kV, f) przekładników prądowych 110 kV



Rys. 2.9g-n. Zależność intensywności awarii urządzeń stacji 110 kV/SN od temperatury otoczenia: g) przekładników napięciowych 110 kV, h) szyn zbiorczych SN, i) wyłączników SN, j) odłączników SN, k) izolatorów SN, l) odgromników SN, m) przekładników prądowych SN, n) przekładników napięciowych SN



Rys. 2.9o-s. Zależność intensywności awarii urządzeń stacji 110 kV/SN od temperatury otoczenia: o) główek kablowych SN, p) baterii kondensatorów SN q) układów uziomowych stacji, r) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, s) konstrukcji stacji GPZ, RS i RPZ

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 2.9, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii urządzeń w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunku 2.9, zawiera tabela 2.5. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 2.5. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	
Transformatory 110 kV/SN	19,35	102,06	372,86	-2364,00	35195,98	0,92
Wyłaczniki 110 kV	264,65	-8632,16	498,19	4314,26	32329,92	0,97
Odlaczniki 110 kV	19,90	-686,01	81,26	-116,70	7053,00	0,92
Izolatory 110 kV	25,57	-899,02	111,69	-128,55	2727,93	0,95
Odgromniki 110 kV	51,28	-1879,82	177,05	389,33	4831,33	0,95
Przekładniki prądowe 110 kV	13,61	-537,93	62,28	-51,81	2226,68	0,85
Przekładniki napięciowe 110 kV	14,43	-494,86	68,30	-278,91	2066,78	0,97
Szyny zbiorcze SN	69,09	-1774,14	86,95	955,07	11061,16	0,95
Wyłaczniki SN	18,25	-548,86	17,84	458,56	2093,30	0,95
Odlaczniki SN	4,56	-143,33	8,44	36,03	1000,11	0,96
Izolatory SN	0,54	-17,83	3,57	-15,08	471,90	0,93
Odgromniki SN	2,84	-112,19	11,39	99,10	395,14	0,97
Przekładniki prądowe SN	6,39	-244,48	22,84	99,68	20,08	0,84
Przekładniki napięciowe SN	3,24	-184,45	46,22	-225,62	2284,28	0,95
Głowice kablowe SN	1,32	-55,40	7,02	-10,77	758,54	0,96
Baterie kondensatorów SN	4,24	-134,49	10,54	16,53	473,31	0,91
Układy uziomowe stacji	63,36	-3366,17	899,00	-4743,21	44683,85	0,91
Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej	500,57	-20713,22	1842,32	22461,14	487949,46	0,91
Konstrukcje stacji GPZ, RS i RPZ	26,94	-829,01	857,40	-10748,76	83726,86	0,85

2.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami urządzeń stacyjnych.

Transformatory 110 kV/SN

Transformatory 110 kV/SN należą do grupy urządzeń odnawialnych. Proces odnowy zachodzi zazwyczaj w miejscu pracy transformatora, czyli w stacji. Tylko w przypadku znacznego zniszczenia lub znacznego stopnia wyeksploatowania

transformatora na miejscu uszkodzonego instaluje się nowy. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż wiele awarii dotyczy wyposażenia dodatkowego transformatorów, jak uszkodzenie termometru, uszkodzenie przełącznika Buchholza, uszkodzenie przełącznika zaczeów, itp. Sama jednostka jest więc sprawna. W takim przypadku nie dość, że transformatory są naprawiane na miejscu, to bardzo często jest to wykonywane podczas pracy transformatora.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.6–2.8.

Tabela 2.6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy transformatorów 110 kV/SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	27,06	Normalny	$m = 27,06$ $\sigma = 12,94$	$l_0 = \min(t^+, t^-) = \min(30, 23) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia transformatorów 110 kV/SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	24,60	20,90	19,69	29,51	$605,04 \cdot 10^{-4}$	$169,88 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 23,79$ $v = 1,4683$	$\chi^2 = 1,56 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,049 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	16,92	11,53	13,86	19,98	$478,99 \cdot 10^{-4}$	$92,51 \cdot 10^{-6}$	Normalny	$m = 16,92$ $\sigma = 11,53$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,786 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,81	4,25	3,64	5,98	$445,38 \cdot 10^{-4}$	$24,45 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2078$	$\chi^2 = 0,512 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,445 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii transformatorów 110 kV/SN

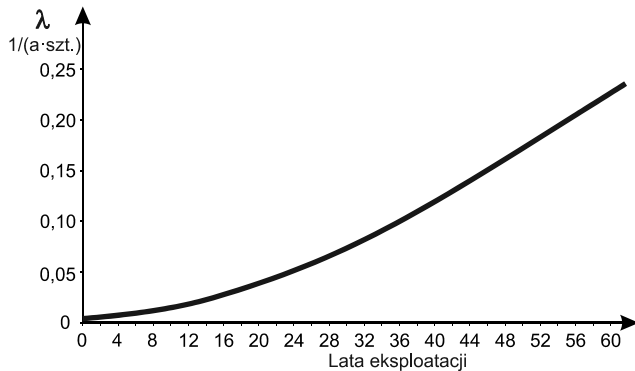
Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	21427,47	17625,93	16569,16	26285,78	Weibulla	$b = 23674,51$ $v = 1,0975$	$\chi^2 = 0,45 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,086 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla transformatorów 110 kV/SN: $u = 0,79$, $k = 0,54$.

Na podstawie danych empirycznych oszacowano: funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości. Na podstawie rozkładów empirycznych intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii transformatorów 110 kV/SN, jest rozkładem normalnym o postaci:

$$\lambda(t) = 0,0308 \cdot \frac{e^{-\frac{(t-27,06)^2}{334,89}}}{0,5 - \Phi(0,0773 \cdot t - 2,0912)} \quad (2.1)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii transformatorów przedstawia rysunek 2.10.



Rys. 2.10. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ transformatorów 110 kV/SN

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 2.6). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności jest rozkładem normalnym przedstawionym zależnością (2.1).

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności można zapisać w postaci:

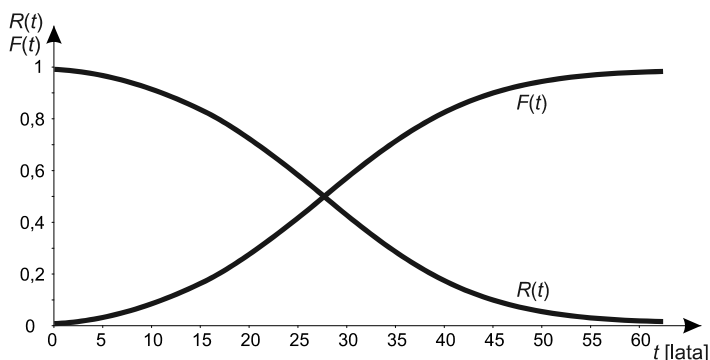
$$R(t) = 0,5092 - 1,0183 \cdot \Phi(0,0773 \cdot t - 2,0912) \quad (2.2)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 0,4908 + 1,0183 \cdot \Phi(0,0773 \cdot t - 2,0912) \quad (2.3)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 2.11.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią transformatora 110 kV/SN zestawiono w tabeli 2.9.



Rys. 2.11. Przebieg teoretycznych funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ transformatorów 110 kV/SN

Tabela 2.9. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii transformatorów 110 kV/SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	182365,50	103962,59	157935,49	206795,51	Normalny	$m = 182365,50$ $\sigma = 103962,59$	$\chi^2 = 3,68 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 1,057 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	311531,83	236036,25	246472,18	376591,48	Wykład.	$\lambda = 0,0000032$	$\chi^2 = 1,31 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,983 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Dla otrzymanych danych przeprowadzono analizę opłacalnego ekonomicznie czasu eksploatacji transformatorów, przy stopie akumulacji $p = 0,08$. Otrzymany, optymalny pod względem średnich kosztów rocznych czas eksploatacji transformatorów 110 kV/SN wyniósł $T_{opt} = 79$ lat. Jest to bardzo długi przedział czasowy, w którym transformator z dużym prawdopodobieństwem zostanie wymieniony ze względów technicznych. W związku z powyższym w przypadku transformatorów 110 kV/SN to czynniki techniczne, a nie ekonomiczne decydują o wymianie transformatora na nową jednostkę.

Wyłączniki 110 kV

Wyłączniki 110 kV należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane na miejscu w stacji. Jedynie w przypadku znacznych uszkodzeń są demontowane i naprawiane poza stacją lub w całości złomowane. W takim przypadku w stacji instalowany jest nowy wyłącznik.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.10–2.12.

Tabela 2.10. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wyłączników 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,79	Normalny	$m = 17,7901$ $\sigma = 7,3674$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(15, 21) = 15;$ $l_0 = 15 > 11 = I_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$

Tabela 2.11. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wyłączników 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	12,77	11,03	11,06	14,48	$560,55 \cdot 10^{-4}$	$81,71 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0783$	$\chi^2 = 2,27 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,949 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	10,50	9,64	8,98	12,03	$539,79 \cdot 10^{-4}$	$64,70 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0952$	$\chi^2 = 1,61 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,567 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,93	5,41	5,05	6,82	$505,19 \cdot 10^{-4}$	$34,20 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 5,8782$ $v = 0,9143$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,710 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.12. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii wyłączników 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	18993,52	18694,81	15935,56	22051,49	Log norm.	$m = 9,3448$ $\sigma = 1,1079$	$\chi^2 = 1,99 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,739 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wyłączników 110 kV: $u = 0,96$, $k = 0,79$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią wyłączników 110 kV zestawiono w tabeli 2.13.

Tabela 2.13. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii wyłączników 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	39357,98	54560,56	30892,61	47823,36	Log norm.	$m = 9,4030$ $\sigma = 1,7180$	$\chi^2 = 1,32 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 1,254 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	327041,11	301244,19	277765,71	376316,52	Wykład.	$\lambda = 306 \cdot 10^{-8}$	$\chi^2 = 2,45 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,449 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odlączniki 110 kV

Odlączniki 110 kV w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W zasadzie w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.14–2.16.

Tabela 2.14. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odłączników 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	18,52	Normalny	$m = 18,5161$ $\sigma = 8,9947$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 19) = 19;$ $l_0 = 19 > 13 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 13)$

Tabela 2.15. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a.szt.)]	---	---	---	---
t_a	14,81	13,99	11,92	17,69	$123,10 \cdot 10^{-4}$	$20,81 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0675$	$\chi^2 = 0,626 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	11,09	9,85	8,99	13,19	$115,16 \cdot 10^{-4}$	$14,58 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,0533$ $\sigma = 0,8640$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,521 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,29	4,35	4,33	6,25	$107,21 \cdot 10^{-4}$	$6,47 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1891$	$\chi^2 = 1,64 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,327 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.16. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odłączników 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	17269,72	16104,37	13708,75	20830,69	Log norm.	$m = 9,3348$ $\sigma = 0,9703$	$\chi^2 = 2,84 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,555 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odłączników 110 kV: $u = 0,94$, $k = 0,70$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odłączników 110 kV zestawiono w tabeli 2.17.

Tabela 2.17. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii odłączników 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	14752,11	12711,36	12134,23	17369,98	Wykład.	$\lambda = 0,000068$	$\chi^2 = 1,33 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,623 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	167758,31	139606,00	136888,88	198627,73	Weibulla	$b = 177583,28$ $v = 1,3476$	$\chi^2 = 2,47 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,549 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Izolatory 110 kV

Izolatory należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.18-2.20.

Tabela 2.18. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	21,71	Weibulla	$b = 24,7308$ $v = 1,3721$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(31, 20) = 20$; $l_0 = 20 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.19. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	27,95	18,83	23,17	32,74	$71,88 \cdot 10^{-4}$	$22,93 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 3,0473$ $\sigma = 0,8350$	$\chi^2 = 2,30 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,650 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	22,52	15,72	18,27	26,77	$63,77 \cdot 10^{-4}$	$16,39 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,8388$ $\sigma = 0,8101$	$\chi^2 = 0,498 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,754 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,22	3,71	3,19	5,24	$61,45 \cdot 10^{-4}$	$2,96 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2372$	$\chi^2 = 0,723 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,799 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.20. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii izolatorów 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	10089,13	10669,20	7148,34	13029,92	Log norm.	$m = 8,6589$ $\sigma = 1,1560$	$\chi^2 = 2,11 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,538 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów 110 kV: $u = 0,89$, $k = 0,71$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów 110 kV zestawiono w tabeli 2.21.

Tabela 2.21. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii izolatorów 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	5842,55	2818,25	5126,85	6558,25	Log norm.	$m = 8,5464$ $\sigma = 0,5310$	$\chi^2 = 2,09 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,571 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	107340,52	104875,41	78433,28	136247,76	Wykład.	$\lambda = 0,0000093$	$\chi^2 = 0,418 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,526 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odgromniki 110 kV

Odgromniki należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie połączeń zewnętrznych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.22–2.24.

Tabela 2.22. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	15,84	Normalny	$m = 15,8393$ $\sigma = 7,5191$	$l_0 = \min(t, f) = \min(17, 14) = 14$; $l_0 = 14 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 2.23. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---	---
t_a	22,31	12,21	19,04	25,58	$126,13 \cdot 10^{-4}$	$32,12 \cdot 10^{-6}$	Normalny	$m = 22,3064$ $\sigma = 12,2102$	$\chi^2 = 0,622 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,426 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	19,86	10,97	16,86	22,85	$121,62 \cdot 10^{-4}$	$27,57 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 24,0027$ $v = 2,1834$	$\chi^2 = 1,58 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,897 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,67	3,55	2,61	4,74	$101,35 \cdot 10^{-4}$	$4,25 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,5705$ $\sigma = 1,5296$	$\chi^2 = 1,18 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,827 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.24. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odgromników 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	7519,51	8119,98	5080,00	9959,02	Log norm.	$m = 8,1133$ $\sigma = 1,5973$	$\chi^2 = 3,92 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,690 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników 110 kV: $u = 0,96$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odgromników 110 kV zestawiono w tabeli 2.25.

Tabela 2.25. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii odgromników 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	11140,55	4603,63	9907,69	12373,41	Normalny	$m = 11140,55$ $\sigma = 4603,63$	$\chi^2 = 0,654 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,574 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	88579,86	95653,34	59842,42	117317,31	Weibulla	$b = 61272,96$ $v = 0,7958$	$\chi^2 = 2,41 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,690 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przekładniki prądowe 110 kV

Przekładniki prądowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowią tu drobne uszkodzenia, jak: uszkodzenie mostków lub połączeń zewnętrznych, drobne rozszczelnienie przekładnika, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.26–2.28. Ze względu na małą liczbę awarii przekładników prądowych 110 kV w dziesięcioletnim okresie obserwacji, analizie poddano przypadki awarii z okresu 15 lat.

Tabela 2.26. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przekładników prądowych 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	15,70	Normalny	$m = 15,70$ $\sigma = 5,4008$	$l_0 = \min(t, T) = \min(11, 14) = 11;$ $l_0 = 11 > 7 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 7)$

Tabela 2.27. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przekładników prądowych 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---	---
t_a	14,68	12,01	9,06	20,30	$15,39 \cdot 10^{-4}$	$2,58 \cdot 10^{-6}$	Weibulla $b = 13,0746$ $v = 1,5628$	$\chi^2 = 1,44 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,645 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	12,42	9,37	7,91	16,94	$14,62 \cdot 10^{-4}$	$2,07 \cdot 10^{-6}$	Weibulla $b = 12,7849$ $v = 1,3934$	$\chi^2 = 2,02 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,177 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	0,67	0,48	0,44	0,91	$13,85 \cdot 10^{-4}$	$0,11 \cdot 10^{-6}$	Wykład. $\lambda = 1,4878$	$\chi^2 = 0,329 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,925 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 2.28. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii przekładników prądowych 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]		[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	3179,07	3066,19	1654,29	4703,85	Weibulla	$b = 2857,43$ $v = 1,2246$	$\chi^2 = 1,00 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,589 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przekładników prądowych 110 kV: $u = 0,95$, $k = 0,80$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przekładników prądowych 110 kV zestawiono w tabeli 2.29.

Tabela 2.29. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii przekładników prądowych 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]		[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	11577,25	10791,10	6526,86	16627,65	Log norm.	$m = 8,9188$ $\sigma = 0,9821$	$\chi^2 = 0,608 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,756 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	30782,81	25012,15	18344,56	43221,06	Weibulla	$b = 27225,60$ $v = 1,3328$	$\chi^2 = 1,06 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,672 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przekładniki napięciowe 110 kV

Przekładniki napięciowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowią tu drobne uszkodzenia, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie połączeń zewnętrznych, rozszczelnienie przekładnika, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.30-2.32.

Tabela 2.30. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przekładników napięciowych 110 kV do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,14	Log norm.	$m = 2,7602$ $\sigma = 0,4010$	$l_0 = \min(l^*, l) = \min(17, 15) = 15$; $l_0 = 15 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 2.31. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przekładników napięciowych 110 kV

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	14,21	7,75	11,08	17,34	$36,52 \cdot 10^{-4}$	$5,92 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,5040$ $\sigma = 0,5779$	$\chi^2 = 0,571 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,425 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,46	7,15	10,44	16,48	$33,71 \cdot 10^{-4}$	$5,18 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,4610$ $\sigma = 0,5587$	$\chi^2 = 0,538 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,523 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,26	0,71	0,95	1,58	$30,90 \cdot 10^{-4}$	$0,44 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 1,2987$ $v = 2,2132$	$\chi^2 = 0,237 < \chi^2_{\alpha} = 0,711$ $\lambda = 0,543 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.32. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii przekładników napięciowych 110 kV

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	6773,54	5757,22	4220,93	9326,15	Log norm.	$m = 8,4870$ $\sigma = 0,8475$	$\chi^2 = 0,770 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,457 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przekładników napięciowych 110 kV: $u = 0,92$, $k = 0,88$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przekładników napięciowych 110 kV zestawiono w tabeli 2.33.

Tabela 2.33. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii przekładników napięciowych 110 kV

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	13892,08	11538,61	9231,53	18552,62	Wykład.	$\lambda = 0,000072$	$\chi^2 = 0,197 < \chi^2_{\alpha} = 0,352$ $\lambda = 0,914 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	79792,27	67820,10	49722,52	109862,02	Weibulla	$b = 51821,56$ $v = 1,4126$	$\chi^2 = 0,904 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,497 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Szyny zbiorcze SN

Szyny zbiorcze należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są poddawane odnowie. Wymieniane są szyny, izolatory lub inne elementy, które uległy awarii. Wyjątek stanowią tu bardzo rzadkie przypadki zniszczenia całej sekcji szyn, np. w wyniku wybuchu lub pożaru w stacji.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.34–2.36.

Tabela 2.34. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy szyn zbiorczych SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	21,30	Normalny	$m = 21,2958$ $\sigma = 11,1847$	$l_0 = \min(t^*, t_a) = \min(29, 22) = 22;$ $l_0 = 22 > 18 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.35. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia szyn zbiorczych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-sekcja)] *[1/(a-pole)]	[1/sekcja] *[1/pole]	---	---	---
t_a	13,50	13,52	10,30	16,70	$207,60 \cdot 10^{-4}$ $*5,95 \cdot 10^{-4}$	$31,99 \cdot 10^{-6}$ $*0,92 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,07409$	$\chi^2 = 1,29 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,887 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,16	13,07	10,02	16,30	$201,75 \cdot 10^{-4}$ $*5,78 \cdot 10^{-4}$	$30,31 \cdot 10^{-6}$ $*0,87 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,07599$	$\chi^2 = 2,53 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,997 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,57	2,52	1,95	3,18	$192,98 \cdot 10^{-4}$ $*5,53 \cdot 10^{-4}$	$5,66 \cdot 10^{-6}$ $*0,16 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,4993$ $\sigma = 1,0202$	$\chi^2 = 1,45 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,699 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.36. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii szyn zbiorczych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	7860,53	6440,98	6277,14	9443,92	Log norm.	$m = 8,6192$ $\sigma = 0,9503$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,718 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla szyn zbiorczych SN: $u = 0,97$, $k = 0,95$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią szyn zbiorczych SN zestawiono w tabeli 2.37.

Tabela 2.37. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii szyn zbiorczych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	5860,97	3402,37	5055,64	6666,29	Weibulla	$b = 5472,10$ $v = 3,3703$	$\chi^2 = 2,09 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,682 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	92597,03	75874,72	73944,69	111249,36	Weibulla	$b = 75155,72$ $v = 1,4861$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,715 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wyłączniki SN

Wyłączniki SN należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane na miejscu w stacji. Jedynie w przypadku znacznych uszkodzeń są demontowane i naprawiane poza stacją lub w całości złomowane. W takim przypadku w stacji instalowany jest nowy wyłącznik.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.38–2.40.

Tabela 2.38. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wyłączników SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,71	Normalny	$m = 20,7101$ $\sigma = 8,8486$	$l_0 = \min(t, f) = \min(17, 24) = 17;$ $l_0 = 17 > 13 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 13)$

Tabela 2.39. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wyłączników SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	13,10	10,33	10,62	15,58	$41,63 \cdot 10^{-4}$	$6,23 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2523$ $\sigma = 0,8526$	$\chi^2 = 1,46 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,529 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	11,62	9,06	9,39	13,85	$39,82 \cdot 10^{-4}$	$5,28 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 12,5820$ $v = 1,3535$	$\chi^2 = 1,54 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,641 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,09	0,91	0,79	1,38	$24,13 \cdot 10^{-4}$	$0,30 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,3204$ $\sigma = 1,0243$	$\chi^2 = 0,376 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,761 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.40. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii wyłączników SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]		[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	2617,18	2790,34	1724,78	3509,57	Wykład.	$\lambda = 0,00038$	$\chi^2 = 2,22 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,724 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wyłączników SN: $u = 0,96$, $k = 0,85$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią wyłączników SN zestawiono w tabeli 2.41.

Tabela 2.41. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii wyłączników SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]		[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	10332,34	4700,76	9203,10	11461,59	Log norm.	$m = 9,1320$ $\sigma = 0,4963$	$\chi^2 = 1,13 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,622 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	27330,32	28498,77	18215,97	36444,67	Log norm.	$m = 9,6629$ $\sigma = 1,1406$	$\chi^2 = 0,982 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,574 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odlączniki SN

Odlączniki SN w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W zasadzie w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane w całości i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.42–2.44.

Tabela 2.42. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odlączników SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,00	Weibulla	$b = 17,4527$ $v = 1,3473$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 20) = 2, 0;$ $l_0 = 20 > 1, 4 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 2.43. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	9,08	7,94	7,48	10,68	$12,86 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1102$	$\chi^2 = 0,283 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,470 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,76	7,81	7,15	10,37	$12,33 \cdot 10^{-4}$	$1,23 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7823$ $\sigma = 0,9201$	$\chi^2 = 1,32 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,635 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,04	1,10	0,81	1,27	$11,93 \cdot 10^{-4}$	$0,14 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 0,7912$ $v = 0,7502$	$\chi^2 = 0,538 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,530 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.44. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odłączników SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1348,49	1313,41	1073,40	1623,58	Wykład.	$\lambda = 0,000742$	$\chi^2 = 2,03 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,820 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odłączników SN: $u = 0,96$, $k = 0,92$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odłączników SN zestawiono w tabeli 2.45.

Tabela 2.45. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii odłączników SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	5006,48	2581,34	4486,22	5526,73	Log norm.	$m = 8,3885$ $\sigma = 0,5186$	$\chi^2 = 2,43 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,681 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	15885,19	15472,02	12644,64	19125,75	Log norm.	$m = 9,2495$ $\sigma = 0,9584$	$\chi^2 = 2,61 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,500 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Izolatory SN

Izolatory należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.46–2.48.

Tabela 2.46. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	22,09	Normalny	$m = 22,0885$ $\sigma = 9,9679$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(24, 24) = 24$; $l_0 = 24 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 2.47. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---	---
t_a	5,18	7,46	4,12	6,24	$6,92 \cdot 10^{-4}$	$0,41 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,9845$ $\sigma = 1,1772$	$\chi^2 = 1,13 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,640 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	5,13	7,37	4,05	6,21	$6,52 \cdot 10^{-4}$	$0,38 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,9730$ $\sigma = 1,1750$	$\chi^2 = 1,67 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,792 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	0,87	1,15	0,70	1,04	$6,38 \cdot 10^{-4}$	$0,06 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 1,1439$	$\chi^2 = 1,49 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,116 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.48. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii izolatorów SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1233,35	1487,20	1011,46	1455,23	Weibulla	$b = 943,43$ $v = 0,7666$	$\chi^2 = 1,49 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,426 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów SN: $u = 0,94$, $k = 0,93$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów SN zestawiono w tabeli 2.49.

Tabela 2.49. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii izolatorów SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1104,11	997,95	962,05	1246,16	Log norm.	$m = 6,7366$ $\sigma = 0,6890$	$\chi^2 = 1,27 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,880 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	14459,09	16571,14	12000,93	16917,25	Wykład.	$\lambda = 0,000069$	$\chi^2 = 2,37 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,138 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odgromniki SN

Odgromniki SN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie połączeń zewnętrznych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.50–2.52.

Tabela 2.50. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,87	Normalny	$m = 17,8699$ $\sigma = 8,7684$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(25, 18) = 18$; $l_0 = 18 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 2.51. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---	---
t_a	5,47	5,50	4,49	6,46	$14,77 \cdot 10^{-4}$	$0,92 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2286$ $\sigma = 1,0506$	$\chi^2 = 1,83 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,432 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	4,77	4,57	3,94	5,60	$14,41 \cdot 10^{-4}$	$0,78 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2096$	$\chi^2 = 2,75 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,867 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,01	1,02	0,82	1,20	$13,45 \cdot 10^{-4}$	$0,16 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,9918$	$\chi^2 = 1,87 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,612 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.52. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odgromników SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
1.	1160,70	1302,71	916,78	1404,62	Weibulla	$b = 1028,32$ $v = 0,8921$	$\chi^2 = 2,36 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,724 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników SN: $u = 0,98$, $k = 0,85$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odgromników SN zestawiono w tabeli 2.53.

Tabela 2.53. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii odgromników SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
k_d	1309,14	871,99	1153,50	1464,79	Log norm.	$m = 6,9866$ $\sigma = 0,6144$	$\chi^2 = 0,853 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,465 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	13673,05	15345,97	10799,67	16546,44	Wykład.	$\lambda = 0,000073$	$\chi^2 = 1,09 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,724 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przekładniki prądowe SN

Przekładniki prądowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.54–2.56.

Tabela 2.54. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przekładników prądowych SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	18,05	Log norm.	$m = 2,6113$ $\sigma = 0,7504$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 26) = 18$; $l_0 = 18 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 2.55. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przekładników prądowych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	14,03	8,99	11,48	16,59	$10,99 \cdot 10^{-4}$	$1,76 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 14,7774$ $v = 1,5434$	$\chi^2 = 1,71 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,605 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	12,20	7,75	9,97	14,42	$10,77 \cdot 10^{-4}$	$1,50 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2614$ $\sigma = 0,7120$	$\chi^2 = 0,465 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,450 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,04	0,87	0,74	1,35	$7,47 \cdot 10^{-4}$	$0,09 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,9588$	$\chi^2 = 0,847 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,530 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.56. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii przekładników prądowych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1232,53	1654,00	655,42	1809,64	Log norm.	$m = 6,1992$ $\sigma = 1,4922$	$\chi^2 = 1,07 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,511 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przekładników prądowych SN: $u = 0,98$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przekładników prądowych SN zestawiono w tabeli 2.57.

Tabela 2.57. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii przekładników prądowych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3427,51	1356,76	3041,92	3813,09	Normalny	$m = 3427,50$ $\sigma = 1356,76$	$\chi^2 = 0,989 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,616 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	12754,49	14896,52	7556,85	17952,13	Weibulla	$b = 6022,78$ $v = 0,5298$	$\chi^2 = 1,77 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,642 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przekładniki napięciowe SN

Przekładniki napięciowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowią tu drobne uszkodzenia, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie połączeń zewnętrznych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.58–2.60.

Tabela 2.58. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przekładników napięciowych SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,26	Normalny	$m = 20,2632$ $\sigma = 9,1376$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(28, 20) = 20$; $l_0 = 20 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 2.59. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przekładników napięciowych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	15,25	12,82	11,04	19,47	$38,33 \cdot 10^{-4}$	$6,67 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,3778$ $\sigma = 0,8986$	$\chi^2 = 0,602 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,475 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,00	11,26	9,01	16,99	$33,28 \cdot 10^{-4}$	$4,94 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2141$ $\sigma = 0,8969$	$\chi^2 = 1,11 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,411 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,51	1,06	1,01	2,00	$20,17 \cdot 10^{-4}$	$0,35 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 1,9756$ $v = 1,5114$	$\chi^2 = 0,814 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,593 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.60. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii przekładników napięciowych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1157,35	1060,09	661,21	1653,49	Wykład.	$\lambda = 0,00086$	$\chi^2 = 0,086 < \chi_{\alpha}^2 = 0,103$ $\lambda = 0,379 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przekładników napięciowych SN: $u = 0,87$, $k = 0,74$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przekładników napięciowych SN zestawiono w tabeli 2.61.

Tabela 2.61. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii przekładników napięciowych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	4738,65	2419,52	3943,38	5533,93	Log norm.	$m = 8,3381$ $\sigma = 0,5129$	$\chi^2 = 1,91 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 0,492 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	13633,58	12487,86	7789,08	19478,08	Log norm.	$m = 8,9824$ $\sigma = 1,2650$	$\chi^2 = 0,191 < \chi^2_\alpha = 0,352$ $\lambda = 0,379 < \lambda_\alpha = 1,358$

Głowice kablowe SN

Głowice kablowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowią drobne uszkodzenia, jak np. uszkodzenie mostków, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.62–2.64.

Tabela 2.62. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy głowic kablowych SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,15	Normalny	$m = 16,1472$ $\sigma = 6,9857$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(14, 19) = 14;$ $l_0 = 14 > 10 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 10)$

Tabela 2.63. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	18,65	16,79	16,29	21,01	$9,62 \cdot 10^{-4}$	$2,05 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 17,1533$ $v = 0,9363$	$\chi^2 = 1,72 < \chi^2_\alpha = 2,17$ $\lambda = 1,219 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	18,25	15,31	16,02	20,47	$8,99 \cdot 10^{-4}$	$1,87 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0548$	$\chi^2 = 3,24 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 1,256 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	1,05	1,15	0,88	1,22	$8,59 \cdot 10^{-4}$	$1,03 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,5413$ $\sigma = 1,1688$	$\chi^2 = 1,33 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,704 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 2.64. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii głowic kablowych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	4433,66	5232,09	3655,30	5212,02	Log norm.	$m = 7,7183$ $\sigma = 1,2489$	$\chi^2 = 0,93 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,829 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla głowic kablowych SN: $u = 0,93$, $k = 0,91$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią głowic kablowych SN zestawiono w tabeli 2.65.

Tabela 2.65. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii głowic kablowych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	3207,42	2544,99	2849,82	3565,01	Weibulla	$b = 3117,51$ $v = 1,2118$	$\chi^2 = 1,61 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,159 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	43686,00	45480,15	36920,07	50451,93	Weibulla	$b = 34671,24$ $v = 0,7727$	$\chi^2 = 2,12 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,054 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Baterie kondensatorów SN

Baterie kondensatorów SN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowią drobne uszkodzenia, jak np. uszkodzenie mostków i połączeń, uszkodzenie rezystorów rozładowniczych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.66–2.68.

Tabela 2.66. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy baterii kondensatorów SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	14,16	Normalny	$m = 14,1563$ $\sigma = 7,7297$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(16, 14) = 14$; $l_0 = 14 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 2.67. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia baterii kondensatorów SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	15,07	17,55	8,74	21,39	$7,18 \cdot 10^{-4}$	$1,24 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,0571$ $\sigma = 1,2003$	$\chi^2 = 0,535 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,466 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,86	16,54	7,57	20,15	$6,51 \cdot 10^{-4}$	$1,03 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,9528$ $\sigma = 1,2236$	$\chi^2 = 0,523 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,430 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,02	0,78	0,59	1,46	$3,37 \cdot 10^{-4}$	$0,04 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 1,2749$ $v = 1,3762$	$\chi^2 = 0,374 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,674 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.68. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii baterii kondensatorów SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1106,00	762,59	683,69	1528,31	Weibulla	$b = 972,00$ $v = 1,7431$	$\chi^2 = 0,428 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,709 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla baterii kondensatorów SN: $u = 0,91$, $k = 0,83$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią baterii kondensatorów SN zestawiono w tabeli 2.69.

Tabela 2.69. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii baterii kondensatorów SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2748,55	2450,35	1865,11	3632,00	Log norm.	$m = 7,5670$ $\sigma = 0,8483$	$\chi^2 = 0,991 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,487 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	13162,01	8880,65	8244,08	18079,95	Weibulla	$b = 14992,53$ $v = 1,4461$	$\chi^2 = 0,514 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,947 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Układy uziomowe stacji GPZ, RS i RPZ

Układy uziomowe należą do grupy urządzeń odnawialnych. Wymieniane są uszkodzone elementy lub fragmenty całego układu uziomowego. Tylko w przypadku znacznie posuniętej korozji lub zniszczenia, podejmowana jest decyzja o całkowitej odbudowie układu uziomowego. Jest to jednak często utrudnione ze względu na lokalizację uziomu kratowego w gruncie, pod obiektami elektroenergetycznymi usytuowanymi na powierzchni.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.70–2.72.

Tabela 2.70. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy układów uziomowych do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	22,34	Normalny	$m = 22,3382$ $\sigma = 11,6281$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 29) = 22$; $l_0 = 22 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.71. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia układów uziomowych

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---	---
t_a	18,75	17,07	14,61	22,88	$795,32 \cdot 10^{-4}$	$170,20 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,4964$ $\sigma = 1,0115$	$\chi^2 = 0,881 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,412 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	16,07	15,69	11,70	20,44	$608,19 \cdot 10^{-4}$	$111,56 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2835$ $\sigma = 1,0959$	$\chi^2 = 0,726 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,614 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,50	1,29	1,06	1,93	$421,05 \cdot 10^{-4}$	$7,21 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,6678$	$\chi^2 = 0,278 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,483 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.72. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii układów uziomowych

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1952,71	2105,77	1240,22	2665,19	Log norm.	$m = 6,9802$ $\sigma = 1,1738$	$\chi^2 = 0,486 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,482 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla układów uziomowych: $u = 0,76$, $k = 0,66$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią układów uziomowych zestawiono w tabeli 2.73.

Tabela 2.73. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii układów uziomowych

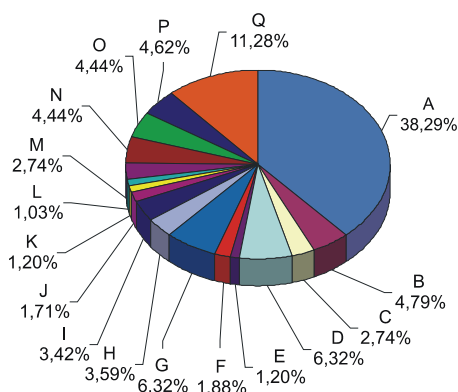
Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	4139,32	2345,29	3571,63	4707,00	Log norm.	$m = 8,1732$ $\sigma = 0,5788$	$\chi^2 = 0,830 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,500 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	20502,87	21200,42	13329,67	27676,06	Weibulla	$b = 17516,37$ $v = 0,7525$	$\chi^2 = 0,300 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,413 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS)

W tabeli 2.74 oraz na rysunku 2.12 przedstawiony został udział poszczególnych grup urządzeń wchodzących w skład układów automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej w całkowitej liczbie awarii tych układów.

Tabela 2.74. Zestawienie liczby awarii poszczególnych grup urządzeń wchodzących w skład układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej

Uszkodzony element	Oznaczenie	Liczba awarii	
		szt.	%
Układ telemechaniki i teletransmisji	A	224	38,29
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	B	28	4,79
Zabezpieczenie zwarciove	C	16	2,74
Zabezpieczenie ziemnozwarciowe	D	37	6,32
Zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych	E	7	1,20
Zabezpieczenie gazo-przepływowe Buchholza	F	11	1,88
Układ ARN	G	37	6,32
Układ SCO	H	21	3,59
Układ SZR	I	20	3,42
Układ SPZ	J	10	1,71
Układ sygnalizacji	K	7	1,2
Układ pomiarowy	L	6	1,03
Potrzeby własne prądu przemiennego	M	16	2,74
Potrzeby własne prądu stałego	N	26	4,44
Obwód wtórny wyłącznika	O	26	4,44
Pozostałe urządzenia automatyki zabezp. i sterow.	P	27	4,62
Bez uszkodzeń	Q	66	11,28



Rys. 2.12. Udział awarii poszczególnych urządzeń i układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej w całkowitej liczbie awarii (oznaczenia, jak w tabeli 2.74)

Analizując powyższe dane można zauważyć, iż najczęściej awarii występuje w układach telemechaniki i teletransmisji, bo aż 38,29% wszystkich awarii. Następne w kolejności są zabezpieczenia ziemnozwarciowe oraz układy ARN, których awarie stanowią po 6,32% wszystkich awarii. Najmniej awarii zaobserwowano w grupie układów pomiarowych (1,03%) oraz układów sygnalizacji (1,20%), a także zabezpieczeń różnicowych szyn zbiorczych (1,20%). Bardzo często (11,28% wszystkich przypadków) zdarza się, iż układy automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej działają w sposób niewłaściwy mimo braku uszkodzenia któregoś z elementów. W wielu takich przypadkach nie udaje się ustalić przyczyny błędnego działania, gdyż po ponownym załączeniu lub sprawdzeniu wszystkie układy działają poprawnie.

Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej należą do grupy urządzeń odnawialnych. W przypadku uszkodzeń przewiduje się ich renowację oraz naprawę. Wymieniane są podzespoły całego układu EAZiS.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.75–2.77.

Tabela 2.75. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy układów EAZiS do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,40	Weibulla	$b = 17,2274$ $v = 1,1501$	$l_0 = \min(t, t) = \min(27, 25) = 25$; $l_0 = 25 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.76. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia układów EAZiS

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	---	---
t_a	18,90	22,58	17,05	20,75	$6842,11 \cdot 10^{-4}$	$1474,03 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,05291$	$\chi^2 = 3,39 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 1,287 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	12,04	18,83	9,92	14,15	$3578,95 \cdot 10^{-4}$	$491,66 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3100$ $\sigma = 1,9089$	$\chi^2 = 2,09 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 1,091 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	0,76	0,89	0,62	0,90	$1824,56 \cdot 10^{-4}$	$15,83 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,9151$ $\sigma = 1,2932$	$\chi^2 = 2,94 < \chi_\alpha^2 = 3,33$ $\lambda = 1,033 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 2.77. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii układów EAZiS

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	984,55	1150,04	802,66	1166,44	Log norm.	$m = 6,1365$ $\sigma = 1,3544$	$\chi^2 = 1,43 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 0,671 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla układów EAZiS: $u = 0,52$, $k = 0,33$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami układów EAZiS zestawiono w tabeli 2.78.

Tabela 2.78. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek awarii układów EAZiS

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3253,78	4046,27	2925,21	3582,35	Log norm.	$m = 7,5212$ $\sigma = 1,0948$	$\chi^2 = 1,95 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 0,848 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	10621,48	12696,38	8613,45	12629,51	Log norm.	$m = 8,5101$ $\sigma = 1,3557$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_\alpha^2 = 1,64$ $\lambda = 0,637 < \lambda_\alpha = 1,358$

Elementy konstrukcyjne stacji GPZ, RS i RPZ

Elementy konstrukcyjne stacji 110 kV/SN należy zakwalifikować do grupy urządzeń odnawialnych. Wymieniane są uszkodzone elementy lub fragmenty całej konstrukcji.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.79–2.81.

Tabela 2.79. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy konstrukcji stacji 110 kV/SN do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,07	Normalny	$m = 17,0706$ $\sigma = 7,7087$	$l_0 = \min(f^*, f) = \min(15, 20) = 15;$ $l_0 = 15 > 11 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$

Tabela 2.80. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia konstrukcji stacji 110 kV/SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	---	---
t_a	76,51	36,01	68,94	84,47	$994,15 \cdot 10^{-4}$	$867,54 \cdot 10^{-6}$	Normalny	$m = 76,7055$ $\sigma = 36,0070$	$\chi^2 = 1,48 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,538 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	23,36	18,23	18,33	28,38	$619,88 \cdot 10^{-4}$	$165,27 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,7620$ $\sigma = 1,0310$	$\chi^2 = 1,33 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,547 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,20	0,94	0,88	1,51	$421,05 \cdot 10^{-4}$	$5,77 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,1719$ $\sigma = 0,9408$	$\chi^2 = 1,44 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,585 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.81. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia konstrukcji stacji 110 kV/SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	989,00	682,23	758,17	1219,83	Weibulla	$b = 936,41$ $v = 1,5996$	$\chi^2 = 1,17 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,565 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla konstrukcji stacji 110 kV/SN: $u = 0,62$, $k = 0,19$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem konstrukcji stacji 110 kV/SN zestawiono w tabeli 2.82.

Tabela 2.82. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia konstrukcji stacji 110 kV/SN

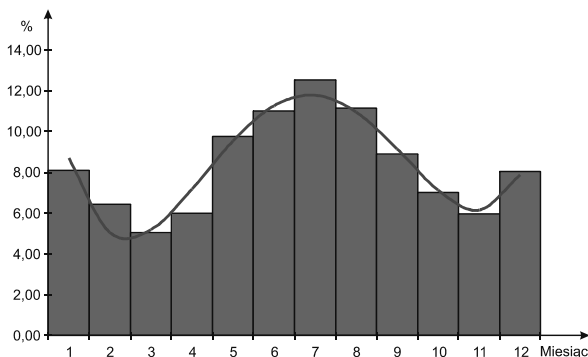
Koszty	Wartość	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	średnia		[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	12882,32	5680,75	11657,01	14107,63	Normalny	$m = 12882,32$ $\sigma = 5680,75$	$\chi^2 = 0,906 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,583 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	11650,43	8036,63	8931,230	14369,64	Log norm.	$m = 9,0963$ $\sigma = 0,8097$	$\chi^2 = 0,653 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,565 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

2.4. Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN

W rozdziale przedstawiono wyniki analizy niezawodności stacji 110 kV/SN, jako scalonych obiektów elektroenergetycznych. Zaprezentowano ogólne właściwości niezawodnościowe stacji. Przedstawiono wskaźniki oraz cechy otrzymane na drodze badań empirycznych. Wyniki te zweryfikowano na drodze obliczeń teoretycznych z wykorzystaniem metody minimalnych ścieżek niesprawności [24, 349, 375] oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem metody opartej na terminach rozszerzonych sieci Petriego [45, 73, 85, 307, 381, 386, 387, 394, 454, 466]. W przeprowadzonych analizach stację 110 kV/SN potraktowano jako scalony element pracujący w dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej.

2.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii stacji

Na rysunku 2.13 przedstawiono w postaci histogramu, częstość uszkodzeń stacji 110 kV/SN w poszczególnych miesiącach roku oraz funkcję aproksymacyjną.

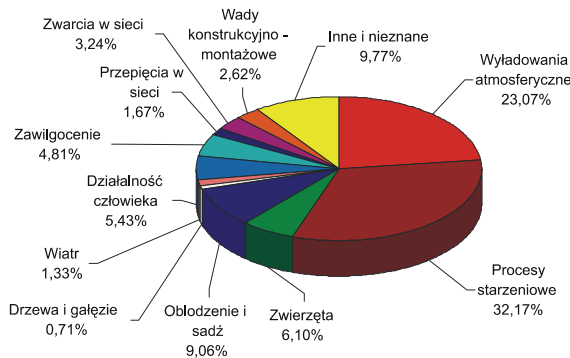


Rys. 2.13. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii w stacjach 110 kV/SN

Najwięcej awarii stacji 110 kV/SN zaobserwowano w miesiącach letnich (od maja do września) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 1120 awarii, co stanowi 53,38% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 339 awarii, co stanowi 16,16% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność stacji kształtuje się znacznie poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii stacji 110 kV/SN (rys. 2.13), wynoszą odpowiednio: $a = 0,0188$; $b = -0,5092$; $c = 4,4732$; $d = -13,7814$; $e = 18,5002$. Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,96$.

Najpoważniejszą przyczyną awarii stacji 110 kV/SN są procesy starzeniowe, które spowodowały około 32,17% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są wyładowania atmosferyczne, w wyniku których zaistniało około 23,07% wszystkich uszkodzeń stacji. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii stacji w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 2.14.

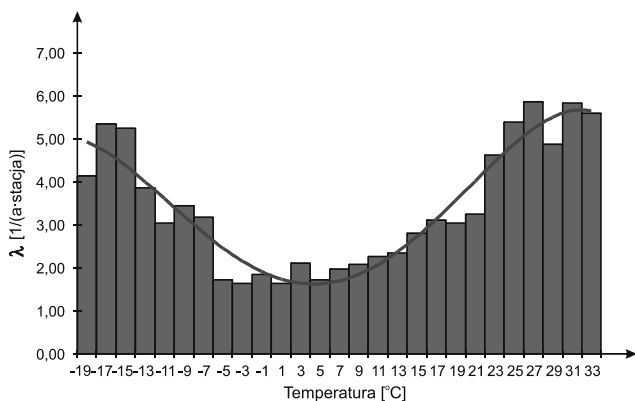


Rys. 2.14. Procentowy udział przyczyn awarii stacji 110 kV/SN

2.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji 110 kV/SN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii stacji 110 kV/SN. Intensywność awarii stacji w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 2.15.

Funkcja aproksymacyjna intensywności uszkodzeń przedstawiona na rysunku 2.15, jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w niej temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii stacji w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: $a = -720,07 \cdot 10^{-8}$; $b = 141,42 \cdot 10^{-6}$; $c = 9328,96 \cdot 10^{-6}$; $d = -86728,43 \cdot 10^{-6}$; $e = 1,8170$. Współczynnik korelacji funkcji teoretycznej z danymi empirycznymi wynosi $r = 0,95$.



Rys. 2.15. Zależność intensywności awarii stacji 110 kV/SN od temperatury otoczenia

2.4.3. Parametry niezawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN

Stacje elektroenergetyczne GPZ, RS, RPZ jako obiekty złożone z wielu urządzeń i podzespołów należy traktować jako systemy odnawialne. Wymieniana jest tylko ta część która uległa uszkodzeniu.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 2.83–2.87.

Analizę przeprowadzono dla dwóch wariantów. W pierwszym uwzględniono wszystkie awarie jakie zaistniały w stacjach 110 kV/SN. W drugim wariantcie pominięto uszkodzenia dotyczące układów EAZiS. Takie podejście do analizy wynika z faktu, iż stacja w wielu przypadkach uszkodzenia układów EAZiS pracuje poprawnie nie powodując znacznych skutków gospodarczych oraz technicznych.

Tabela 2.83. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji 110 kV/SN do uszkodzenia (w odniesieniu do jednego pola stacji)

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Pełna	13,39	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w rozdziale 2.4.4	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 31) = 22$; $l_0 = 22 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZiS	16,31	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w rozdziale 2.4.4	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(25, 28) = 25$; $l_0 = 25 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 2.84. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności		Średnia intensywność [1/(a-pole)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---									
1.	Pełna	18,26	23,23	17,27	19,26	$817,93 \cdot 10^{-4}$	$170,47 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,1720$ $\sigma = 1,3829$	$\chi^2 = 6,16 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,238 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZIS	17,52	21,80	16,42	18,62	$589,86 \cdot 10^{-4}$	$117,96 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 16,7436$ $v = 0,8263$	$\chi^2 = 2,78 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 1,266 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.85. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności		Średnia intensywność [1/(a-pole)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---									
1.	Pełna	12,30	13,37	11,66	12,93	$657,31 \cdot 10^{-4}$	$92,29 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,08133$	$\chi^2 = 7,46 < \chi_{\alpha}^2 = 8,67$ $\lambda = 1,178 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZIS	12,51	12,53	11,85	13,17	$538,79 \cdot 10^{-4}$	$76,94 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 12,4571$ $v = 0,8681$	$\chi^2 = 5,96 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,173 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.86. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·pole)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
1.	Pełna	2,19	3,15	2,02	2,35	$536,06 \cdot 10^{-4}$	$13,40 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,0368$ $\sigma = 1,3733$	$\chi^2 = 2,29 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,679 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZIS	2,37	3,29	2,18	2,55	$475,24 \cdot 10^{-4}$	$12,86 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,0756$ $\sigma = 1,8033$	$\chi^2 = 2,38 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,720 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.87. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość średnia [kWh]	Odczylenie standardowe [kWh]	Przedział ufności [kWh]		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
1.	Pełna	6268,22	11173,08	5677,35	6859,10	Log norm.	$m = 7,5377$ $\sigma = 1,6718$	$\chi^2 = 2,91 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,946 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZIS	6943,84	11688,28	6287,32	7600,36	Weibullia	$b = 6790,35$ $v = 0,5271$	$\chi^2 = 2,88 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,993 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN: w przypadku uwzględnienia wszystkich urządzeń i układów: $u = 0,80$, $k = 0,54$. Natomiast w przypadku pominięcia układów EAZiS: $u = 0,91$, $k = 0,65$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami stacji GPZ, RS oraz RPZ zestawiono w tabelach 2.88 i 2.89.

Tabela 2.88. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii na skutek awarii stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość	Odchylenie	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
		średnia	standardowe	[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Pełna	6783,15	11058,64	6305,67	7260,63	Log norm.	$m = 8,0453$ $\sigma = 1,2393$	$\chi^2 = 6,12 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 0,977 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZiS	7789,23	10969,65	7228,38	8350,07	Log norm.	$m = 8,2394$ $\sigma = 1,2165$	$\chi^2 = 8,64 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,001 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

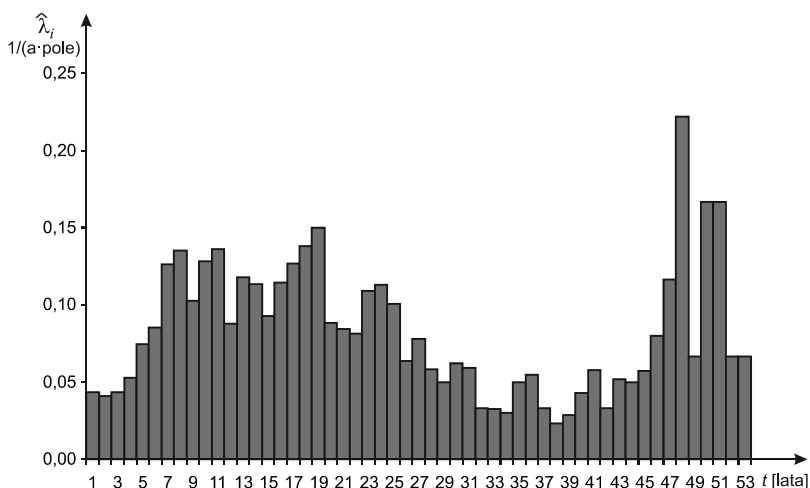
Tabela 2.89. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek awarii stacji 110 kV/SN

Lp.	Rodzaj analizy	Wartość	Odchylenie	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
		średnia	standardowe	[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Pełna	72374,26	131739,01	65407,42	79341,10	Log norm.	$m = 9,9763$ $\sigma = 1,6721$	$\chi^2 = 7,23 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,874 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bez uwzględnienia układów EAZiS	79216,63	132908,70	71748,16	86685,10	Log norm.	$m = 10,1605$ $\sigma = 1,6121$	$\chi^2 = 2,87 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,937 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

2.4.4. Funkcje niezawodnościowe stacji 110 kV/SN

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości stacji GPZ, RS i RPZ. Na rysunku 2.16 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii.

Analizując przedstawiony na rysunku 2.16 przebieg funkcji intensywności uważa się okres wzmożonej intensywności awarii między 7 a 19 rokiem eksploatacji, następnie intensywność awarii zmniejsza się do około 38 roku, po czym jej wartość gwałtownie wzrasta.



Rys. 2.16. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN

Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii stacji GPZ, RS i RPZ jest superpozycją trzech rozkładów intensywności $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$, $\lambda_3(t)$ o postaci:

$$\lambda(t) = k_1 \cdot \lambda_1(t) + k_2 \cdot \lambda_2(t) + k_3 \cdot \lambda_3(t) \quad (2.4)$$

gdzie:

k_1, k_2, k_3 – udziały awarii w poszczególnych latach eksploatacji, wyrażone zależnościami:

$$k_1 = \frac{l_1}{l} \quad k_2 = \frac{l_2}{l} \quad k_3 = \frac{l_3}{l} \quad (2.5)$$

gdzie:

- l_1 – liczba awarii stacji, które wystąpiły do 30 roku eksploatacji,
- l_2 – liczba awarii stacji, które wystąpiły między 31 a 40 rokiem eksploatacji,
- l_3 – liczba awarii stacji, które wystąpiły od 41 roku eksploatacji,
- l – liczba wszystkich awarii.

Jako rozkłady intensywności awarii przyjęto: dla frakcji pierwszej $\lambda_1(t)$ – rozkład logarytmiczno-normalny, dla frakcji drugiej $\lambda_2(t)$ – rozkład wykładniczy, dla frakcji trzeciej $\lambda_3(t)$ – rozkład Weibulla. Funkcje intensywności awarii dla powyższych rozkładów wyrażają się zależnościami:

$$\lambda_1(t) = \frac{\log e}{t \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - m)^2}{2 \cdot \sigma^2}}}{0,5 - \Phi\left(\frac{\log t - m}{\sigma}\right)} \quad (2.6)$$

$$\lambda_2(t) = \lambda_w = \text{const.} \quad (2.7)$$

$$\lambda_3(t) = \frac{\nu}{b} \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{\nu-1} \quad (2.8)$$

gdzie:

- σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej $\log t$,
- m – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log t$,
- λ_w – stała wartość intensywności awarii (parametr rozkładu wykładniczego),
- ν – parametr kształtu rozkładu Weibulla,
- b – parametr skali rozkładu Weibulla,
- Φ – całka Laplace'a.

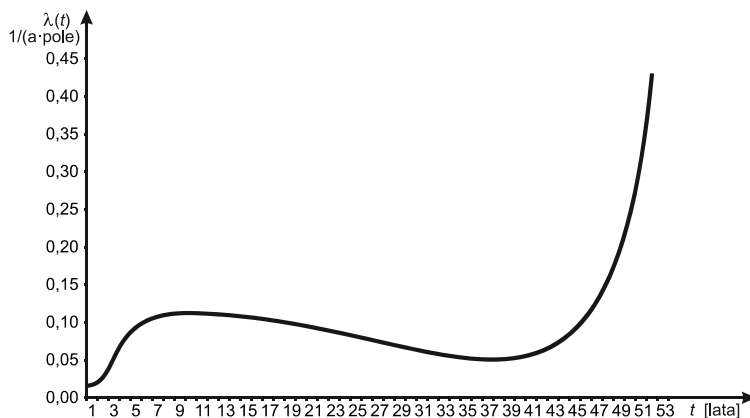
Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $\lambda(t)$ wyznaczono następujące wartości liczności poszczególnych frakcji: $l_1 = 1823$, $l_2 = 199$, $l_3 = 76$, $l = 2098$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,87$, $k_2 = 0,09$, $k_3 = 0,04$.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica oraz Excela wartości parametrów rozkładów (2.6), (2.7) oraz (2.8) wynoszą: $m = 0,9502$, $\sigma = 0,3211$, $\lambda_w = 0,0562$, $\nu = 19,54$ oraz $b = 43,35$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.4) teoretyczna funkcja intensywności awarii przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = \frac{0,4689}{t} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - 0,9502)^2}{0,2062}}}{0,5 - \Phi(3,1143 \cdot \log t - 2,9592)} + 7,30 \cdot 10^{-33} \cdot t^{18,54} + 0,0053 \quad (2.9)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii stacji 110 kV/SN przedstawia rysunek 2.17.



Rys. 2.17. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ stacji transformatorowo-rozdzielczych GPZ, RS i RPZ

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków. Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności jest superpozycją trzech rozkładów przedstawioną zależnością (2.9) (tab. 2.83).

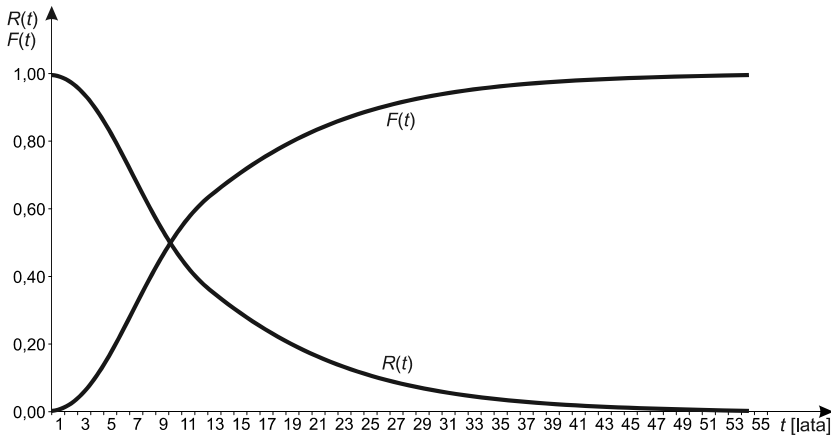
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci:

$$R(t) = 0,4345 - 0,8689 \cdot \Phi(3,1143 \cdot \log t - 2,9592) + 0,0949 \cdot e^{-0,0562t} + 0,0362 \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,35}\right)^{19,54}} \quad (2.10)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 0,5655 + 0,8689 \cdot \Phi(3,1143 \cdot \log t - 2,9592) - 0,0949 \cdot e^{-0,0562t} - 0,0362 \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,35}\right)^{19,54}} \quad (2.11)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 2.18.

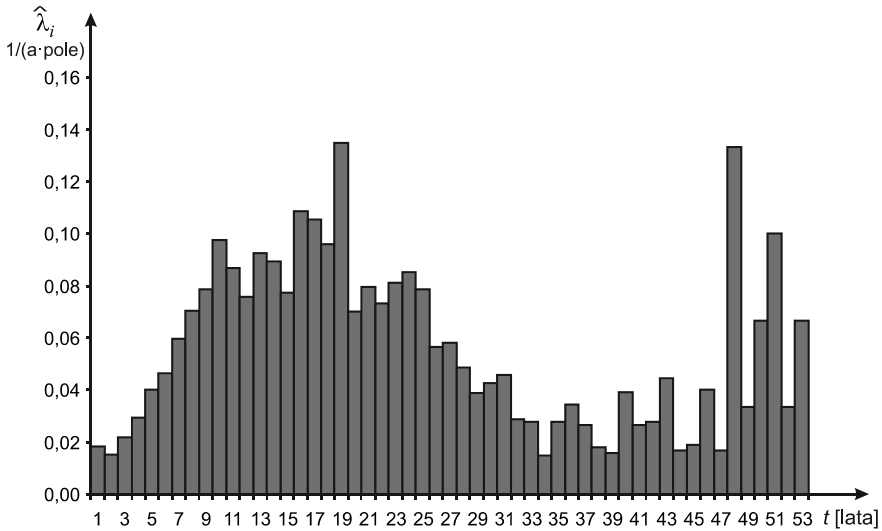


Rys. 2.18. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ stacji 110 kV/SN

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji transformatorowych 110 kV/SN, o której mowa w tabeli 2.83, przyjmuje postać:

$$f(t) = \frac{0,4689}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 0,9502)^2}{0,2062}} + 0,0053 \cdot e^{-0,0562t} + 7,30 \cdot 10^{-33} \cdot t^{18,54} \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,35}\right)^{19,54}} \quad (2.12)$$

Przedstawiona powyżej analiza funkcji niezawodnościowych stacji GPZ, RS i RPZ przeprowadzona została z uwzględnieniem awarii i uszkodzeń układów EAZiS. Ponieważ w większości pozycji literaturowych, zarówno krajowych, jak i zagranicznych, analiza taka przeprowadzana jest z pominięciem układów zabezpieczeń i sterowania stacją, a także awarie układów EAZiS w wielu przypadkach nie noszą ze sobą znaczących skutków gospodarczych i technicznych, przeprowadzona została także analiza funkcji niezawodnościowych z pominięciem tych urządzeń i podzespołów. Na rysunku 2.19 przedstawiony został empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii z pominięciem uszkodzeń układów EAZiS.



Rys. 2.19. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii stacji transformatorowo rozdzielczych 110 kV/SN bez uwzględnienia awarii układów EAZiS

Analizując przedstawiony przebieg funkcji intensywności zauważa się okres wzmoczonej intensywności awarii między 7 a 25 rokiem eksploatacji, następnie intensywność awarii zmniejsza się do około 45 roku, po czym jej wartość gwałtownie wzrasta.

Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, jak poprzednio, iż funkcja intensywności awarii stacji GPZ, RS i RPZ jest superpozycją trzech rozkładów intensywności $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$, $\lambda_3(t)$ o postaci (2.4), przy czym: l_1 – liczba awarii stacji, które wystąpiły do 30 roku eksploatacji, l_2 – liczba awarii stacji, które wystąpiły między 31 a 45 rokiem eksploatacji, l_3 – liczba awarii stacji, które wystąpiły od 46 roku eksploatacji, natomiast l – liczba wszystkich awarii.

Jako rozkłady intensywności awarii przyjęto: dla frakcji pierwszej $\lambda_1(t)$ – rozkład logarytmiczno-normalny, dla frakcji drugiej $\lambda_2(t)$ – rozkład wykładniczy, dla frakcji trzeciej $\lambda_3(t)$ – rozkład Weibulla. Funkcje intensywności awarii dla powyższych rozkładów wyrażają się zależnościami (2.6), (2.7) oraz (2.8).

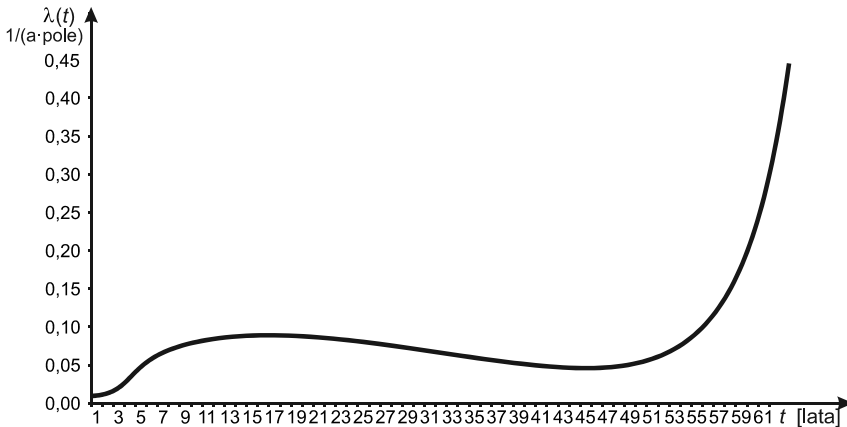
Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $\lambda(t)$ wyznaczono następujące wartości liczności poszczególnych frakcji: $l_1 = 1331$, $l_2 = 164$, $l_3 = 18$, $l = 1513$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,88$, $k_2 = 0,11$, $k_3 = 0,01$.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica oraz Excela wartości parametrów rozkładów (2.6), (2.7) oraz (2.8) wynoszą: $m = 1,1207$, $\sigma = 0,2975$, $\lambda_w = 0,0968$, $\nu = 13,74$ oraz $b = 43,83$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.4) teoretyczna funkcja intensywności awarii stacji 110 kV/SN, z pominięciem awarii układów EAZiS, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = \frac{0,5123}{t} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - 1,1207)^2}{0,1770}}}{0,5 - \Phi(3,3613 \cdot \log t - 3,7671)} + 4,52 \cdot 10^{-24} \cdot t^{12,74} + 0,0105 \quad (2.13)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii stacji 110 kV/SN, przy pominięciu awarii układów EAZiS, przedstawia rysunek 2.20.



Rys. 2.20. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ stacji transformatorowo-rozdzielczych GPZ, RS i RPZ, przy pominięciu awarii układów EAZiS

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków. Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności jest superpozycją trzech rozkładów przedstawioną zależnością (2.13) (tab. 2.83).

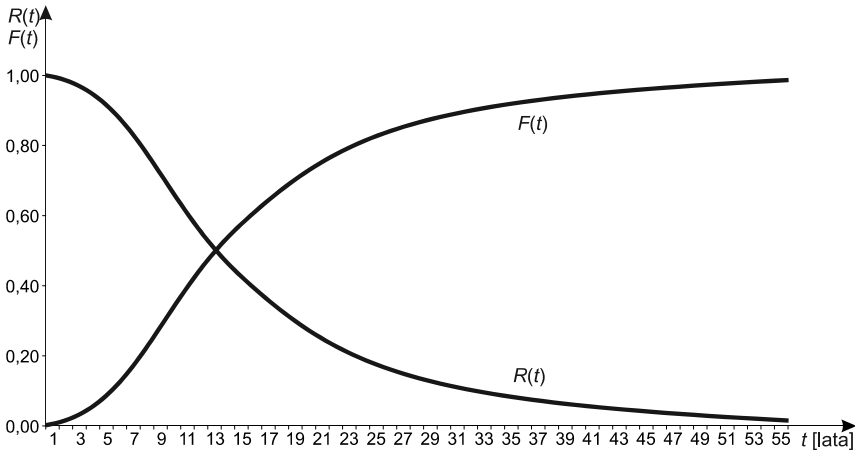
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci:

$$R(t) = 0,4399 - 0,8797 \cdot \Phi(3,3613 \cdot \log t - 3,7671) + 0,1084 \cdot e^{-0,0968t} + 0,0119 \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,83}\right)^{13,74}} \quad (2.14)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 0,5601 + 0,8797 \cdot \Phi(3,3613 \cdot \log t - 3,7671) - 0,1084 \cdot e^{-0,0968t} - 0,0119 \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,83}\right)^{13,74}} \quad (2.15)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 2.21.



Rys. 2.21. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ stacji 110 kV/SN, przy pominięciu awarii układów EAZiS

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji transformatorowych 110 kV/SN, o której mowa w tabeli 2.83, przyjmuje w tym przypadku postać:

$$f(t) = \frac{0,5123}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 1,1207)^2}{0,1770}} + 0,0105 \cdot e^{-0,0968t} + 4,52 \cdot 10^{-24} \cdot t^{12,74} \cdot e^{-\left(\frac{t}{43,83}\right)^{13,74}} \quad (2.16)$$

2.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji stacji 110 kV/SN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN. Powyższej analizy dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności stacji, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 2.4.3 oraz 2.4.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej standardowej stacji 110 kV/SN: $K_{no} = 5\,500\,000$ PLN/szt. (przyjęto koszt uśredniony, gdyż rzeczywisty koszt budowy stacji jest zależny od stopnia jej złożoności i mieści się w bardzo szerokim przedziale),
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 6783,15$ PLN,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych ze stacji 110 kV/SN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii w stacji 110 kV/SN: $\Delta A = 6268,22$ kWh.

W tabeli 2.90 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji stacji GPZ, RS i RPZ w funkcji lat eksploatacji, dla funkcji intensywności wyznaczonej w rozdziale 2.4.4 oraz przy przyjętej wartości stopy akumulacji $p = 0,08$.

Tabela 2.90. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji stacji 110 kV/SN przy $p = 0,08$

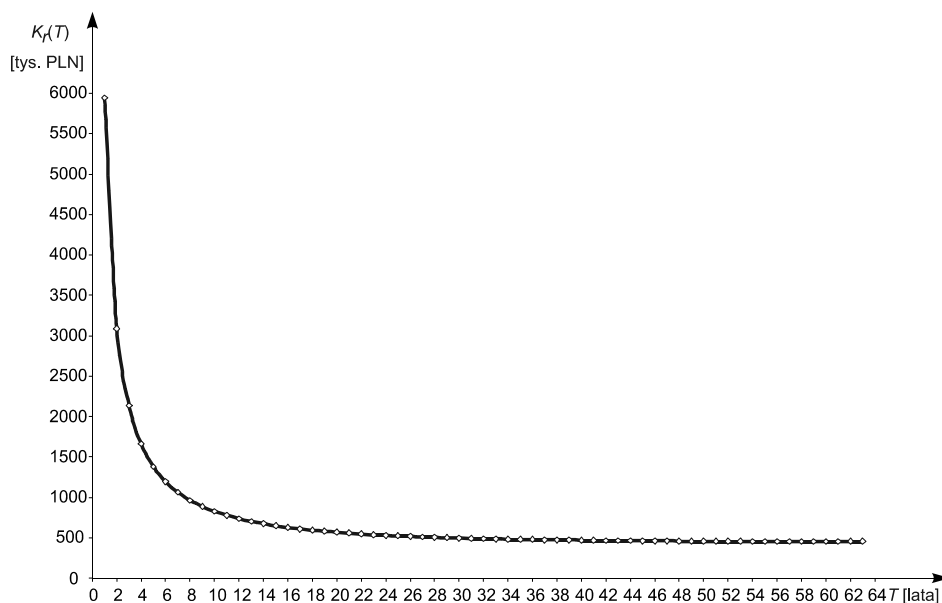
Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0437	1,0800	1,0000	5944660,40
2	0,0409	0,5608	0,4808	3088750,48
3	0,0436	0,3880	0,3080	2138746,00
4	0,0526	0,3019	0,2219	1665358,42
5	0,0747	0,2505	0,1705	1382845,32
6	0,0855	0,2163	0,1363	1195585,90
7	0,1263	0,1921	0,1121	1063104,20
8	0,1352	0,1740	0,0940	964512,79
9	0,1026	0,1601	0,0801	888151,23
10	0,1285	0,1490	0,0690	827788,72
11	0,1364	0,1401	0,0601	778932,76
12	0,0879	0,1327	0,0527	738380,98
13	0,1182	0,1265	0,0465	704616,79
14	0,1136	0,1213	0,0413	676019,06
15	0,0930	0,1168	0,0368	651487,13
16	0,1147	0,1130	0,0330	630406,81

cd. tabeli 2.90

1	2	3	4	5
17	0,1271	0,1096	0,0296	612130,13
18	0,1382	0,1067	0,0267	596178,75
19	0,1500	0,1041	0,0241	582180,52
20	0,0883	0,1019	0,0219	569664,55
21	0,0846	0,0998	0,0198	558545,74
22	0,0813	0,0980	0,0180	548630,43
23	0,1089	0,0964	0,0164	539811,62
24	0,1132	0,0950	0,0150	531907,22
25	0,1007	0,0937	0,0137	524778,41
26	0,0638	0,0925	0,0125	518300,03
27	0,0780	0,0914	0,0114	512461,78
28	0,0583	0,0905	0,0105	507151,90
29	0,0500	0,0896	0,0096	502325,16
30	0,0624	0,0888	0,0088	497949,70
31	0,0593	0,0881	0,0081	493963,94
32	0,0333	0,0875	0,0075	490310,01
33	0,0326	0,0869	0,0069	486974,38
34	0,0300	0,0863	0,0063	483924,62
35	0,0500	0,0858	0,0058	481147,24
36	0,0545	0,0853	0,0053	478606,77
37	0,0333	0,0849	0,0049	476267,43
38	0,0231	0,0845	0,0045	474116,86
39	0,0286	0,0842	0,0042	472145,38
40	0,0431	0,0839	0,0039	470340,59
41	0,0578	0,0836	0,0036	468687,43
42	0,0333	0,0833	0,0033	467158,62
43	0,0519	0,0830	0,0030	465757,98
44	0,0500	0,0828	0,0028	464468,10
45	0,0571	0,0826	0,0026	463282,16
46	0,0800	0,0824	0,0024	462195,36
47	0,1167	0,0822	0,0022	461202,32
48	0,2222	0,0820	0,0020	460309,72
49	0,2270	0,0819	0,0019	459487,45
50	0,2990	0,0817	0,0017	458742,23
51	0,4000	0,0816	0,0016	458071,88
52	0,5430	0,0815	0,0015	457475,85
53	0,7450	0,0814	0,0014	456955,23

1	2	3	4	5
54	1,0250	0,0813	0,0013	456512,50
55	1,4130	0,0812	0,0012	456152,35
56	1,9460	0,0811	0,0011	455881,58
57	2,6770	0,0810	0,0010	455710,01
58	3,6700	0,0809	0,0009	455650,22
59	5,0150	0,0809	0,0009	455718,74
60	6,8250	0,0808	0,0008	455936,18
61	9,2490	0,0807	0,0007	456328,16
62	12,4810	0,0807	0,0007	456926,16
63	16,7690	0,0806	0,0006	457768,36
64	22,4340	0,0806	0,0006	458900,81

Na rysunku 2.22 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania stacji 110 kV/SN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.

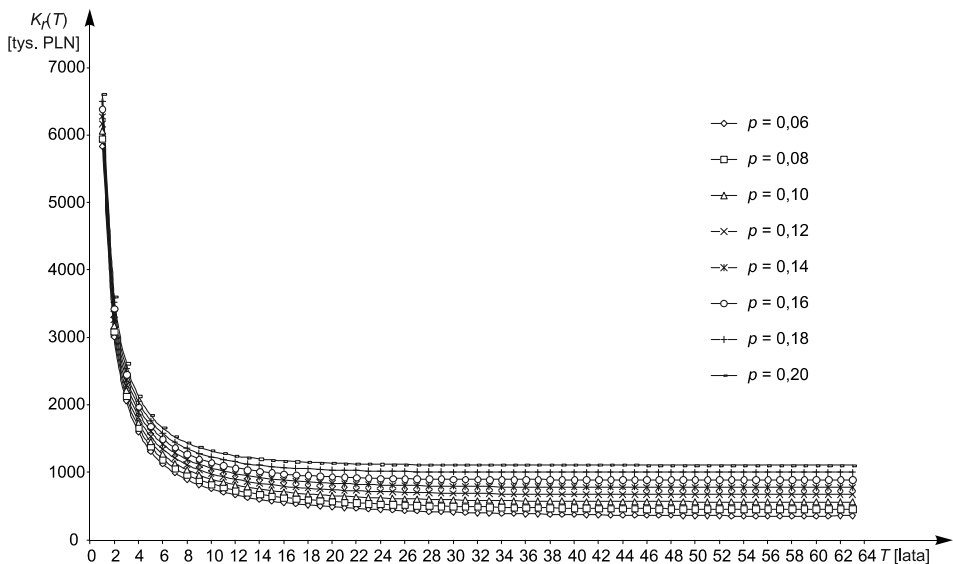


Rys. 2.22. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 2.90 oraz wykres na rysunku 2.22 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 58 lat. Oznacza to, iż stacja powinna zostać zastąpiona nową w końcu 58 roku eksploatacji. Jest to czas bardzo długi.

Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego czasu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji GPZ lub RS powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 58 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

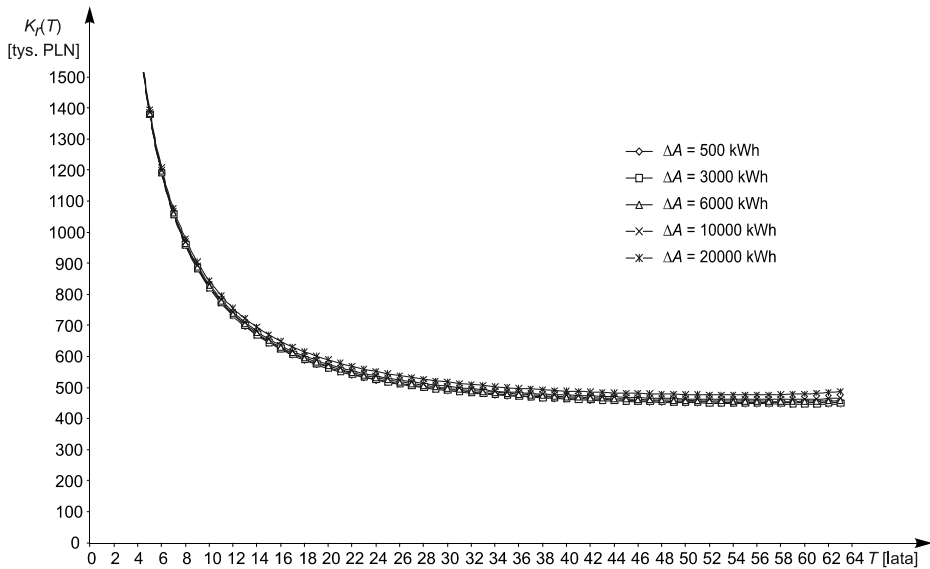
Powyższa analiza została przeprowadzona dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 2.23 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania stacji dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 6783,15$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 6268,22$ kWh.



Rys. 2.23. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 57$ lat, natomiast dla $p = 0,20$ wzrasta do $T = 61$ lat.

Ważnym parametrem charakteryzującym awarie stacji transformatorowych jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzona została analiza wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 6783,15$ PLN, przedstawiono na rysunku 2.24.

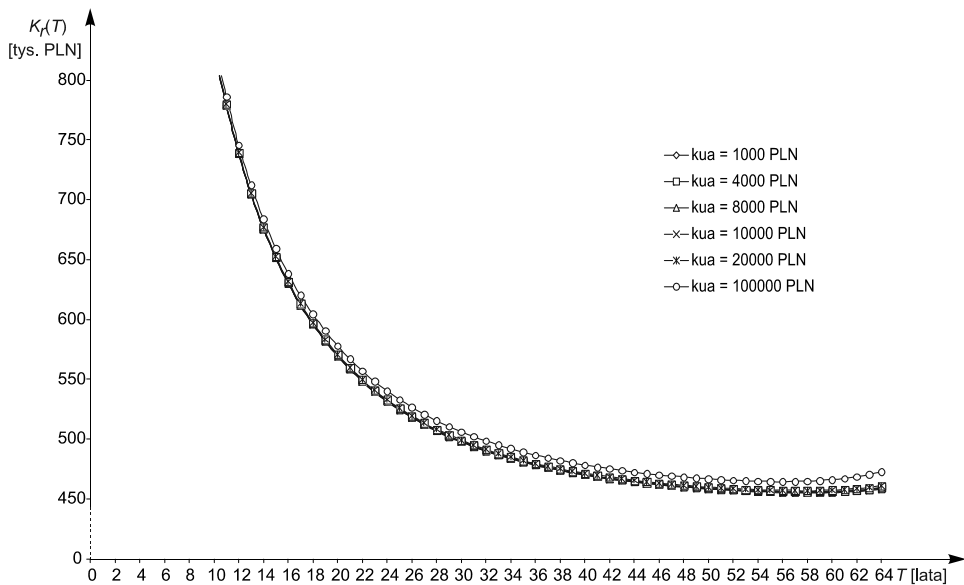


Rys. 2.24. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA przypadającej na jedną awarię

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 500$ kWh wartość ta wynosi $T = 65$ lat, natomiast dla $\Delta A = 20000$ kWh wynosi $T = 55$ lat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji stacji jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 2.25 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji stacji w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 6268,22$ kWh.

Dla wszystkich analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji stacji wyniósł 58 lat. Jedynie dla bardzo dużych kosztów średnich wynoszących 100 000 PLN czas ten zmniejszył się do 56 lat. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji stacji GPZ, RS i RPZ.



Rys. 2.25. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej 110 kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

2.4.6. Niezawodność stacji 110 kV/SN eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych miejskich i terenowych oraz rozdzielni sieciowych SN

W krajowych sieciach dystrybucyjnych eksploatowanych jest wiele różnych konfiguracji stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN oraz rozdzielni sieciowych RS. Jako przykładowe przeanalizowane zostaną pod względem niezawodnościowym, rozwiązania stacji przedstawione na rysunku 2.1.

W przeciwieństwie do analizy z podrozdziału 2.4.3, wyznaczone zostaną parametry niezawodnościowe stacji między punktem (punktami) jej zasilania a dowolnym punktem odbiorczym energii (węzłem odbiorczym), na wyjściu ze stacji. Dlatego też intensywności poszczególnych stanów podawane są jako przypadające na jeden węzeł odbiorczy.

Analiza na podstawie danych empirycznych

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii w stacjach 110 kV/SN o różnych konstrukcjach. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 2.91–2.94.

Tabela 2.91. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a-węzeł)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a-węzeł)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	18,55	25,82	17,24 19,86	$1232,67 \cdot 10^{-4}$	$260,96 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0539$	$X^2 = 5,95 < X_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,315 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	18,72	26,80	15,51 21,93	$1285,71 \cdot 10^{-4}$	$274,68 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,1305$ $\sigma = 1,4304$	$X^2 = 6,75 < X_{\alpha}^2 = 8,67$ $\lambda = 0,814 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	20,29	27,50	17,33 23,25	$1272,38 \cdot 10^{-4}$	$294,62 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2016$ $\sigma = 1,4546$	$X^2 = 7,89 < X_{\alpha}^2 = 8,67$ $\lambda = 1,233 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.92. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a-węzeł)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a-węzeł)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	12,47	13,74	11,70 13,24	$1005,78 \cdot 10^{-4}$	$143,15 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 11,2364$ $v = 0,7621$	$X^2 = 7,20 < X_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,092 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	12,69	16,03	10,50 14,87	$995,24 \cdot 10^{-4}$	$144,15 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,8077$ $\sigma = 1,4188$	$X^2 = 7,61 < X_{\alpha}^2 = 7,96$ $\lambda = 1,044 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	12,01	12,64	10,46 13,55	$990,48 \cdot 10^{-4}$	$135,78 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0833$	$X^2 = 7,44 < X_{\alpha}^2 = 8,67$ $\lambda = 0,981 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.93. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności		Średnia intensywność [1/(a·węzeł)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---						---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	2,19	3,17	1,99	2,38	$825,91 \cdot 10^{-4}$	$20,65 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,0299$ $\sigma = 1,3614$	$\chi^2 = 152 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,633 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	2,29	3,41	1,76	2,81	$785,71 \cdot 10^{-4}$	$20,54 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,0212$ $\sigma = 1,4397$	$\chi^2 = 0,916 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,732 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	2,14	3,05	1,72	2,56	$796,19 \cdot 10^{-4}$	$19,45 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,0811$ $\sigma = 1,3852$	$\chi^2 = 103 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,436 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.94. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [kWh]	Odchylenie standardowe [kWh]	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---					---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	6128,56	10593,68	5470,84	6786,28	Log norm.	$m = 7,5486$ $\sigma = 1,6524$	$\chi^2 = 2,94 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,824 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	6187,07	11684,36	4385,43	7988,71	Weibulla	$b = 6041,42$ $v = 0,5399$	$\chi^2 = 1,35 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,634 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	5876,45	9513,77	4582,21	7170,68	Log norm.	$m = 7,5369$ $\sigma = 1,6631$	$\chi^2 = 3,56 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,664 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla analizowanych konstrukcji stacji 110 kV/SN wynoszą odpowiednio: $u_1 = 0,82$, $k_1 = 0,55$, $u_2 = 0,77$, $k_2 = 0,52$, $u_3 = 0,78$, $k_3 = 0,46$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami w stacjach 110 kV/SN zestawiono w tabelach 2.95 i 2.96.

Tabela 2.95. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii na skutek awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	7764,50	17737,17	6859,80	8669,20	Log norm.	$m = 8,0555$ $\sigma = 1,2722$	$\chi^2 = 2,50 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,936 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	7015,03	11247,41	5659,76	8370,30	Weibulla	$b = 4893,55$ $v = 0,7921$	$\chi^2 = 6,38 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,298 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	6999,20	9759,68	5935,81	8062,60	Log norm.	$m = 8,1225$ $\sigma = 1,2412$	$\chi^2 = 2,35 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.96. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

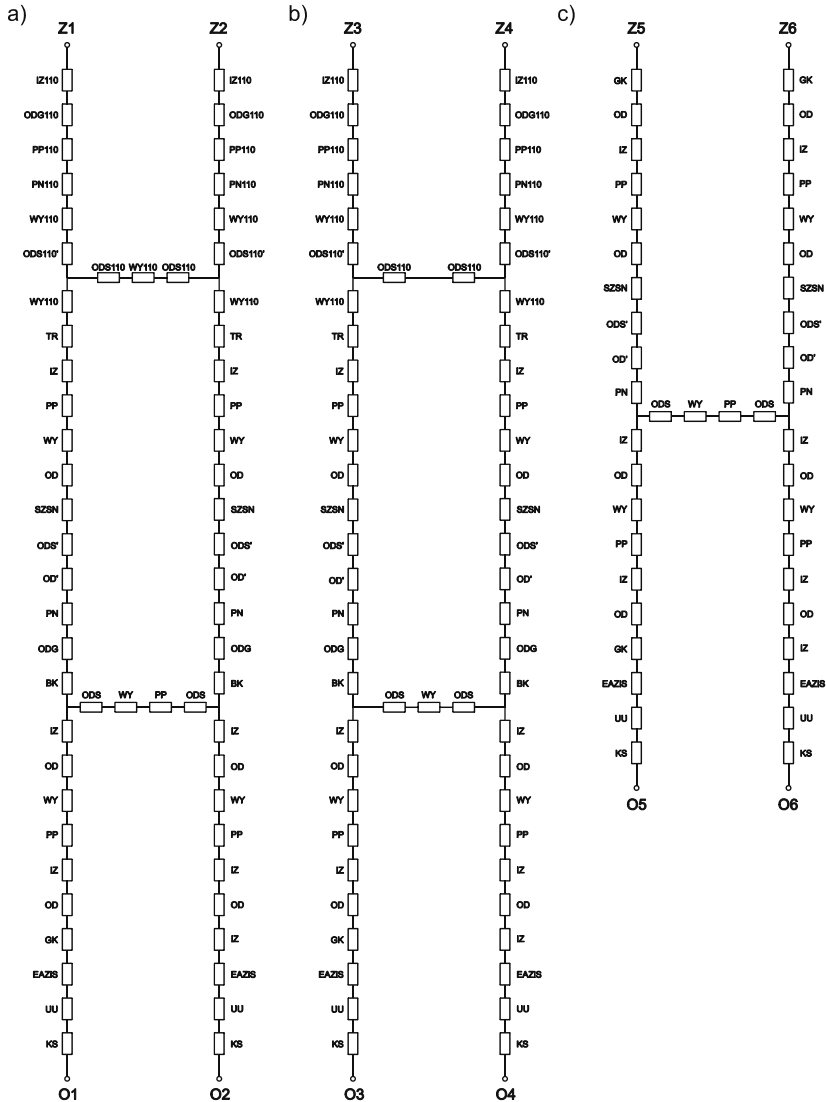
Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.1a	68454,65	116805,96	61195,37	75713,93	Log norm.	$m = 9,9751$ $\sigma = 1,6428$	$\chi^2 = 2,99 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,808 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.1b	47018,01	75182,68	35165,82	58870,19	Log norm.	$m = 9,8649$ $\sigma = 1,7569$	$\chi^2 = 0,823 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,396 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.1c	70083,65	114435,48	54516,06	85651,23	Wykład.	$\lambda = 0,000014$	$\chi^2 = 9,23 < \chi_{\alpha}^2 = 10,1$ $\lambda = 1,138 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Analiza w oparciu o metodę minimalnych ścieżek niesprawności

Podstawy teoretyczne metody minimalnych ścieżek niesprawności przedstawiono między innymi w pracach [24, 349, 375]. Metoda ta wymaga znajomości średnich wartości intensywności oraz czasu trwania awarii poszczególnych elementów składowych, ale także określenia schematu zawodnościowego rozważanego obiektu, opartego o minimalne ścieżki niesprawności. Schemat taki ma inną

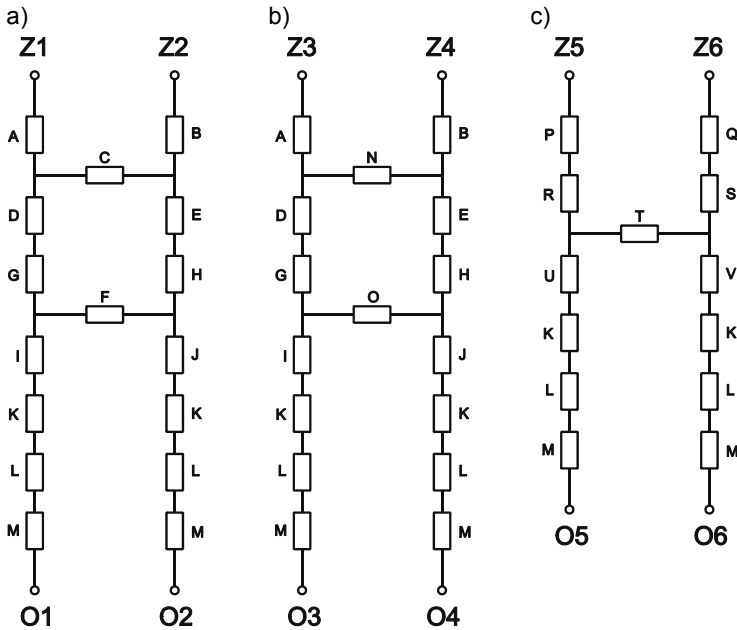
postać niż schemat strukturalny obiektu, gdyż uwzględni on wpływ danego elementu na zawodność obiektu, a nie jego usytuowanie w strukturze.

Modele zawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych 110 kV/SN, których strukturę prezentuje rysunek 2.1, przedstawia rysunek 2.26.



Rys. 2.26. Modele zawodnościowe stacji 110 kV/SN przedstawionych na rysunkach: a) 2.1a, b) 2.1b, c) 2.1c (IZ110 – izolator 110 kV, ODG110 – odgromnik 110 kV, PP110 – przekładnik prądowy 110 kV, PN110 – przekładnik napięciowy 110 kV, ODS110 – odłącznik sekcyjny 110 kV, WY110 – wyłącznik 110 kV, TR – transformator 110 kV/SN, IZ – izolator 15 kV, PP – przekładnik prądowy 15 kV, PN – przekładnik napięciowy 15 kV, WY – wyłącznik 15 kV, OD – odłącznik 15 kV, ODS – odłącznik sekcyjny 15 kV, SZSN – szyny zbiorcze 15 kV, ODG – odgromnik 15 kV, GK – głowica kablowa 15 kV, EAZIS – układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej, UU – układy uziomowe, KS – elementy konstrukcyjne stacji)

Na przedstawionym schemacie elementy oznaczone, jako ODS110', ODS' oraz OD' oznaczają stany awaryjne odłączników sekcyjnych 110 kV i 15 kV oraz odłączników szynowych 15 kV w polach odpływowych, uniemożliwiające pracę danej sekcji szyn. Uproszczoną strukturę zawodnościową analizowanych stacji przedstawia rysunek 2.27.



Rys. 2.27. Uproszczone modele zawodnościowe stacji 110 kV/SN, przedstawionych na rysunkach: a) 2.1a, b) 2.1b, c) 2.1c

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia takie jak izolatory, głowice kablowe, odgromniki, przekładniki prądowe i napięciowe, itp., występują niezależnie dla każdej fazy układu. Należy więc uwzględnić w danym punkcie stacji trzy urządzenia jednofazowe, z których każde może spowodować zakłócenie w pracy stacji. W odniesieniu do szyn zbiorczych, których intensywność awarii odnieszona jest do jednego pola, należy wziąć pod uwagę liczbę pól rozważanej sekcji.

Dla rozważanych stacji rozpatrzono wskaźniki niezawodnościowe od punktu zasilania (Z1-Z6) do punktu odbiorczego, na wyjściu stacji, przy czym założono, iż punkty O1, O3, O5 zasilają linie kablowe 15 kV, natomiast punkty O2, O4, O6 linie napowietrzne.

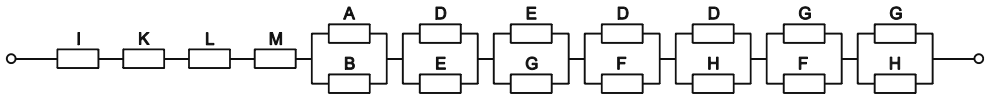
Jako przykład metody obliczeniowej zaprezentowany zostanie tok obliczeń dla przypadku zasilania odbiorcy O1 (rys. 2.26 oraz 2.27) ze stacji GPZ miejskiej (rys. 2.1a). W celu wyznaczenia minimalnych ścieżek niesprawności, należy wyznaczyć wszystkie rozłączne drogi zasilania od węzłów zasilających do rozważanego węzła odbiorczego. Dla odbiorcy O1 ustalono następujące drogi:

droga 1: A, D, G, I, K, L, M
droga 2: A, C, E, F, H, I, K, L, M
droga 3: B, C, D, G, I, K, L, M
droga 4: B, E, F, H, I, K, L, M

Na podstawie powyższego zapisu tworzy się macierz zero-jedynkową o wymiarach: liczba dróg x liczba elementów. W rozważanym przykładzie macierz ma wymiary 4 x 13 i przyjmuje postać:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cccccccccccccc}
 & A & B & C & D & E & F & G & H & I & J & K & L & M \\
 \text{Droga 1} & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 \text{Droga 2} & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 \text{Droga 3} & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 \text{Droga 4} & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1
 \end{array} \\
 \end{array} \quad (2.17)$$

Na podstawie powyższej macierzy wyznacza się przekroje niesprawności. Jako pierwsze wyznacza się jednoelementowe przekroje niesprawności. W rozważanym przypadku jednoelementowymi przekrojami niesprawności są elementy I, K, L oraz M. Po ich wyznaczeniu należy przystąpić do wyznaczenia dwuelementowych przekrojów niesprawności. W rozważanym przypadku dwuelementowe przekroje niesprawności stanowią pary elementów: A-B, D-E, E-G, D-F, D-H, G-F oraz G-H. Ostatecznie więc schemat zawodnościowy zasilania odbiorcy O1 z GPZ-u miejskiego przyjmuje postać przedstawioną na rysunku 2.28.



Rys. 2.28. Model zawodnościowy zasilania odbiorcy O1 ze stacji 110 kV/SN miejskiej (rys. 2.1a) otrzymany w wyniku zastosowania metody minimalnych ścieżek niesprawności

W oparciu o średnie współczynniki zawodności poszczególnych urządzeń stacyjnych wyznaczone w rozdziale 2.3, a także wykorzystując zależności przedstawione w rozdziale 1.5, przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych analizowanych układów stacyjnych. Ich wyniki zestawiono w tabelach 2.97–2.99.

Tabela 2.97. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania węzła w stanie awarii
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	30,51	$1527,09 \cdot 10^{-4}$	$531,52 \cdot 10^{-6}$	0,99946848	4,66
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	30,39	$1518,99 \cdot 10^{-4}$	$526,61 \cdot 10^{-6}$	0,99947339	4,61
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	30,51	$1527,03 \cdot 10^{-4}$	$531,51 \cdot 10^{-6}$	0,99946849	4,66
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	30,39	$1518,93 \cdot 10^{-4}$	$526,60 \cdot 10^{-6}$	0,99947340	4,61
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	30,53	$1525,52 \cdot 10^{-4}$	$531,36 \cdot 10^{-6}$	0,99946864	4,65
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	30,53	$1525,52 \cdot 10^{-4}$	$531,36 \cdot 10^{-6}$	0,99946864	4,65

Tabela 2.98. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania węzła w stanie wyłączenia	u	k
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]		
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	14,76	$912,11 \cdot 10^{-4}$	$153,70 \cdot 10^{-6}$	0,99984630	1,35	0,60	0,29
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	14,45	$904,70 \cdot 10^{-4}$	$149,23 \cdot 10^{-6}$	0,99985077	1,31	0,60	0,28
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	14,76	$912,07 \cdot 10^{-4}$	$153,69 \cdot 10^{-6}$	0,99984631	1,35	0,60	0,29
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	14,45	$904,66 \cdot 10^{-4}$	$149,22 \cdot 10^{-6}$	0,99985078	1,31	0,60	0,28
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	14,77	$911,07 \cdot 10^{-4}$	$153,61 \cdot 10^{-6}$	0,99984639	1,35	0,60	0,29
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	14,77	$911,07 \cdot 10^{-4}$	$153,61 \cdot 10^{-6}$	0,99984639	1,35	0,60	0,29

Tabela 2.99. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni 15 kV

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii węzła
---	---	[h]	[1/(a·węzeł)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	1,32	$630,64 \cdot 10^4$	$9,48 \cdot 10^{-6}$	0,99999052	0,08
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	1,31	$624,01 \cdot 10^4$	$9,36 \cdot 10^{-6}$	0,99999064	0,08
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	1,32	$630,63 \cdot 10^4$	$9,48 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	1,31	$624,00 \cdot 10^4$	$9,36 \cdot 10^{-6}$	0,99999064	0,08
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	1,32	$630,36 \cdot 10^4$	$9,47 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	1,32	$630,36 \cdot 10^4$	$9,47 \cdot 10^{-6}$	0,99999053	0,08

Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Program wykorzystany do symulacji napisany został w języku „Visual Basic”, jako narzędzie do analizy niezawodności układów elektroenergetycznych. Oparty jest na metodzie rozszerzonych sieci Petriego. Umożliwia on budowanie schematów z takich elementów, jak: miejsca, miejsca decyzyjne i tranzycje (przejścia). Do poszczególnych miejsc można przypisać odpowiednie rozkłady prawdopodobieństwa, wprowadzając niezbędne do prawidłowego przebiegu symulacji parametry tych rozkładów. Przed uruchomieniem symulacji należy podać także czas jej trwania oraz krok obliczeń.

Podczas trwania symulacji program rejestruje stany poszczególnych miejsc w czasie. Wyniki symulacji mogą być przedstawione w postaci danych liczbowych, w postaci histogramów lub w postaci stanów, dla konkretnych wybranych miejsc sieci. Jeżeli tylko znane są rozkłady określające stany poszczególnych elementów w czasie, w łatwy i szybki sposób można uzyskać informacje dotyczące całego układu. Jest to bardzo ważne, zwłaszcza gdy analizowane elementy charakteryzują się rozkładami różnymi od wykładniczego.

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń (rozdz. 2.3), przeprowadzono symulację stanów niezawodnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych stacji. W tym celu należało opracować modele ww. stacji w terminach rozszerzonych sieci Petriego. Przykładowy uproszczony schemat stacji z rysunku 2.27a, w terminach sieci Petriego przedstawia rysunek 2.29.

Schemat na rysunku 2.29 jest układem uproszczonym. Przedstawione na nim bloki reprezentują odpowiednio gałęzie A, B, C, D, E F, G, H, I, K, L, M z rysunku 2.27. Każda z tych gałęzi składa się z szeregowo połączonych urządzeń elektroenergetycznych. Uproszczenie wprowadzone zostało ze względu na przejrzystość rysunku. Model wykorzystany do symulacji zawierał pełną strukturę i wszelkie powiązania pomiędzy wszystkimi urządzeniami.

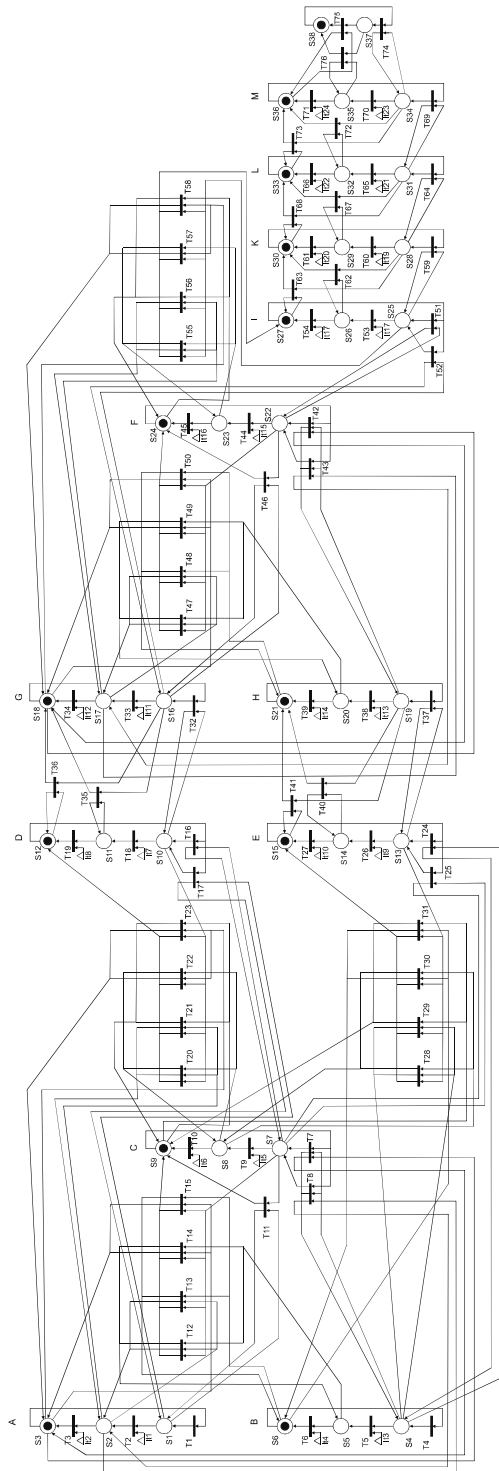
Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 2.29, związane są następujące warunki pracy stacji:

- S1 – gałąź A pracuje poprawnie,
- S2 – gałąź A jest uszkodzona,
- S3 – gałąź A jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S4 – gałąź B pracuje poprawnie,
- S5 – gałąź B jest uszkodzona,
- S6 – gałąź B jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S7 – gałąź C pracuje poprawnie,
- S8 – gałąź C jest uszkodzona,
- S9 – gałąź C jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S10 – gałąź D pracuje poprawnie,
- S11 – gałąź D jest uszkodzona,
- S12 – gałąź D jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),

- S13 – gałąź E pracuje poprawnie,
- S14 – gałąź E jest uszkodzona,
- S15 – gałąź E jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S16 – gałąź G pracuje poprawnie,
- S17 – gałąź G jest uszkodzona,
- S18 – gałąź G jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S19 – gałąź H pracuje poprawnie,
- S20 – gałąź H jest uszkodzona,
- S21 – gałąź H jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S22 – gałąź F pracuje poprawnie,
- S23 – gałąź F jest uszkodzona,
- S24 – gałąź F jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S25 – gałąź I pracuje poprawnie,
- S26 – gałąź I jest uszkodzona,
- S27 – gałąź I jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S28 – gałąź K pracuje poprawnie,
- S29 – gałąź K jest uszkodzona,
- S30 – gałąź K jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S31 – gałąź L pracuje poprawnie,
- S32 – gałąź L jest uszkodzona,
- S33 – gałąź L jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S34 – gałąź M pracuje poprawnie,
- S35 – gałąź M jest uszkodzona,
- S36 – gałąź M jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S37 – stacja jest zdatna – węzeł O1 jest zasilany (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców),
- S38 – stacja jest niezdatna – węzeł O1 nie jest zasilany (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców).

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji stacji oraz dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 2.3.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy stacji, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki przedstawiono w tabelach 2.100–2.103.



Rys. 2.29. Uproszczony model stacji z rysunku 2.27a dla przypadku zasilania węzła O1, w terminach rozszerzonych sieci Petriego

Tabela 2.100. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji 110 kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Odczylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[a]	[a]			
---	---	[a]	[a]	[a]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	14,60	9,85	14,09	15,11	Weibulla	b = 16,1752 v = 0,9512	$\chi^2 = 1,88 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,144 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	15,86	10,16	15,33	16,39	Weibulla	b = 18,2886 v = 1,4857	$\chi^2 = 2,31 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,044 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	15,73	11,25	15,15	16,31	Wykład.	$\lambda = 0,06356$	$\chi^2 = 1,62 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,335 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	15,92	11,14	15,35	16,50	Log norm.	m = 2,4375 $\sigma = 0,9157$	$\chi^2 = 2,53 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,802 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	16,22	11,47	15,63	16,82	Weibulla	b = 17,7572 v = 0,9777	$\chi^2 = 2,35 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,309 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	16,29	11,57	15,69	16,89	Wykład.	$\lambda = 0,06137$	$\chi^2 = 1,59 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,910 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.101. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii stacji 110 kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a-węzeł)]	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a-węzeł)]	--	--	--	--
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	26,15	24,01	24,91	1439,00 · 10 ⁻⁴	429,38 · 10 ⁻⁶	Wykład.	$\lambda = 0,03823$	$\chi^2 = 4,76 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,149 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	25,86	35,39	24,02	1426,00 · 10 ⁻⁴	420,79 · 10 ⁻⁶	Log norm.	$m = 2,5922$ $\sigma = 1,1897$	$\chi^2 = 4,63 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,997 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	25,95	23,47	24,73	1441,00 · 10 ⁻⁴	426,69 · 10 ⁻⁶	Log norm.	$m = 2,8843$ $\sigma = 0,8961$	$\chi^2 = 4,77 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,212 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	25,99	23,54	24,76	1421,00 · 10 ⁻⁴	421,42 · 10 ⁻⁶	Log norm.	$m = 2,8901$ $\sigma = 0,8842$	$\chi^2 = 5,05 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,163 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	26,36	23,98	25,12	1433,00 · 10 ⁻⁴	431,02 · 10 ⁻⁶	Weibulla	$b = 19,7226$ $v = 0,7833$	$\chi^2 = 5,65 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,208 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	26,14	23,63	24,92	1437,00 · 10 ⁻⁴	428,62 · 10 ⁻⁶	Wykład.	$\lambda = 0,03825$	$\chi^2 = 3,83 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,885 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.102. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110 kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(e-węzeł)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[1/(e-węzeł)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	15,08	13,82	14,16 16,01	$864,00 \cdot 10^{-4}$	$148,71 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,4043 $\sigma = 0,7856$	$\chi^2 = 1,17 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,203 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	14,89	16,68	13,77 16,01	$852,00 \cdot 10^{-4}$	$144,80 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,1528 $\sigma = 1,1001$	$\chi^2 = 1,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,079 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	15,01	13,14	14,13 15,89	$861,00 \cdot 10^{-4}$	$147,51 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0666$	$\chi^2 = 1,26 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,552 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	14,73	12,27	13,91 15,56	$849,00 \cdot 10^{-4}$	$142,74 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	b = 14,1732 v = 0,9814	$\chi^2 = 1,34 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,578 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	15,22	13,58	14,31 16,14	$847,00 \cdot 10^{-4}$	$147,14 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,06568$	$\chi^2 = 1,46 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,536 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	15,19	13,18	14,29 16,08	$841,00 \cdot 10^{-4}$	$145,81 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,06585$	$\chi^2 = 1,43 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,551 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 2.103. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji 110 kV/SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	OchYLENIE standardowe	Przedział ufnosci		Średnia intensywnosc	Współczynnik zawodnosci	Typ rozkladu	Parametry rozkladu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkladzie
		[h]	[h]	[h]	[h]					
--	--					[1/(a·wężel)]	--	--	--	--
1.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O1	1,58	0,90	1,51	1,65	$604,00 \cdot 10^{-4}$	$10,89 \cdot 10^{-6}$	Weibullia	$b = 1,0260$ $v = 0,8438$	$X^2 = 5,00 < X_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,937 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 2.27a – Odbiorca O2	1,65	1,01	1,56	1,73	$598,00 \cdot 10^{-4}$	$11,26 \cdot 10^{-6}$	Wyklad.	$\lambda = 0,6077$	$X^2 = 5,43 < X_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,114 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O3	1,54	0,82	1,48	1,61	$609,00 \cdot 10^{-4}$	$10,71 \cdot 10^{-6}$	Weibullia	$b = 0,9074$ $v = 0,8705$	$X^2 = 5,12 < X_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,949 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 2.27b – Odbiorca O4	1,48	0,73	1,42	1,54	$590,00 \cdot 10^{-4}$	$9,97 \cdot 10^{-6}$	Weibullia	$b = 0,7842$ $v = 0,9266$	$X^2 = 1,00 < X_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 1,194 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O5	1,64	1,13	1,55	1,73	$593,00 \cdot 10^{-4}$	$11,10 \cdot 10^{-6}$	Weibullia	$b = 0,8725$ $v = 0,9663$	$X^2 = 2,67 < X_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,893 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 2.27c – Odbiorca O6	1,59	0,95	1,51	1,66	$597,00 \cdot 10^{-4}$	$10,84 \cdot 10^{-6}$	Weibullia	$b = 0,9768$ $v = 0,8649$	$X^2 = 0,927 < X_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,142 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Właściwości niezawodnościowe linii napowietrznych oraz kablowych SN

3.1. Wprowadzenie

Zgodnie z definicjami zawartymi w normach [275, 313, 314] linię napowietrzną definiuje się jako urządzenie napowietrzne przeznaczone do przesyłania energii elektrycznej, składające się z przewodów, izolatorów, konstrukcji wsporczych oraz osprzętu, natomiast linię kablową jako kabel wielożyłowy lub wiązkę kabli jednożyłowych w układzie wielofazowym albo kilka kabli jedno- lub wielożyłowych połączonych równolegle, łącznie z osprzętem, ułożone na wspólnej trasie i łączące zaciski tych samych dwóch urządzeń jedno- lub wielofazowych albo jedno- lub wielobiegunowych.

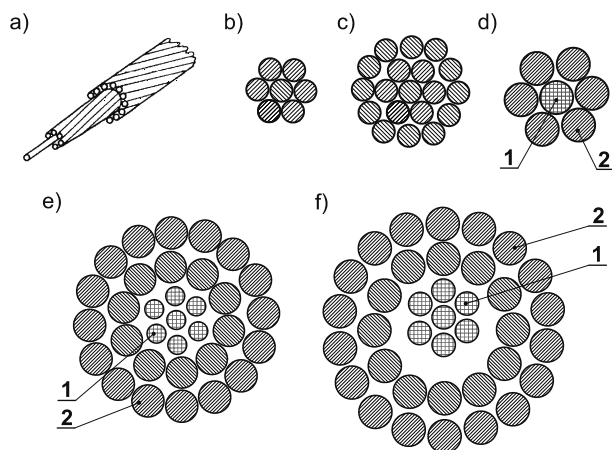
Zarówno linie napowietrzne, jak i kablowe stanowią podstawowy element sieci dystrybucyjnych średniego napięcia, przy czym linie napowietrzne eksploatowane są przede wszystkim w sieciach terenowych, natomiast linie kablowe w sieciach miejskich.

3.1.1. Linie napowietrzne SN

Przewody

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych SN powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz stalowo-aluminiowe. Przewody aluminiowe, ze względu na małą wytrzymałość mechaniczną, znajdują zastosowanie jedynie przy małych rozpiętościach przęseł. Przewody stalowo-aluminiowe są natomiast stosowane bez ograniczeń we wszystkich liniach napowietrznych SN. Wyjątkowo w liniach SN stosowane są także przewody miedziane.

Linki aluminiowe skręcane są z określonej liczby drutów (7, 19, 37, 61), która to liczba zależna jest od przekroju. Linki stalowo-aluminiowe posiadają rdzeń z drutu lub linki stalowej, na którym jako oplót umieszcza się druty aluminiowe (rys. 3.1). Stosunek przekroju Fe do przekroju Al. jest różny w zależności od konstrukcji przewodu. Przy dużych rozpiętościach oraz w warunkach dużego zagrożenia sadyż stosuje się przewody o stosunku 1/4. W warunkach normalnych zaleca się wykorzystanie przewodów o stosunku 1/6. Jedynie tam, gdzie przęśla są krótkie, a zagrożenie sadyż znikome można stosować przewody o stosunku 1/8.



Rys. 3.1. Wielodrutowe przewody linii napowietrznych SN: a) budowa linki wielodrutowej jednometalowej (monometalicznej), b) przekrój linki jednometalowej 7-drutowej, c) przekrój linki jednometalowej 19-drutowej, d), e) przekrój linek stalowo-aluminiowych, f) przekrój przewodu w wykonaniu przeciwdrganiowym (1 – druty stalowe (rdzeń), 2 – druty aluminiowe)

W przypadku przewodów jednometalowych, przekroje znamionowe są w przybliżeniu równe przekrojom rzeczywistym. Inna sytuacja ma miejsce w przypadku przewodów dwumetalowych. Przekrój znamionowy jest tu równy przekrojowi materiału przewodowego, natomiast przekrój rzeczywisty jest większy ze względu na istnienie rdzenia stalowego. Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych SN stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 mm².

W liniach napowietrznych SN stosowane są także tzw. przewody przeciwdrganiowe (rys. 3.1). Zbudowane są one w taki sposób, że rdzeń stalowy umieszczony jest wewnątrz przewodu nie wypełniając go całkowicie. Powoduje to, iż w trakcie drgań zderza się on z przewodami roboczymi, co z kolei tłumi drgania.

W sieciach dystrybucyjnych SN eksploatowane są niekiedy przewody wykonane ze stopów aluminium, zastępujące tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe. Jako jeden z pierwszych stosowany był stop AlFeMg. W ostatnich latach coraz częściej stosowane są przewody wykonane ze stopu AlMgSi. Posiadają one bardzo dużą wytrzymałość mechaniczną. Są jednak bardzo drogie. Zaletą przewodu wykonanego ze stopu jest brak korozji rdzenia stalowego, zmniejszenie rezystancji przewodu oraz wyeliminowanie miękkich i łatwouszkodzalnych drutów aluminiowych [202].

Od lat 90. XX wieku obserwuje się stały wzrost zainteresowania izolowanymi liniami średniego napięcia. Są to specyficzne linie napowietrzne, w których – zamiast przewodów gołych – stosuje się przewody izolowane warstwą materiału elektroizolacyjnego stałego. Następstwem tej pozornie niewielkiej modyfikacji konstrukcyjnej linii tradycyjnych są zasadnicze zmiany w ich budowie, montażu i eksploatacji oraz nowe cechy użytkowe i właściwości eksploatacyjne.

Podstawowym materiałem elektroizolacyjnym stałym i osłonowym dla przewodów w liniach izolowanych SN jest obecnie polietylen sieciowany (XLPE). Materiał ten wykazuje bardzo dobre właściwości elektryczne i termomechaniczne. Dodatkowo, po odpowiednim zmodyfikowaniu, jest on w wystarczającym stopniu odporny na większość niekorzystnych oddziaływań atmosferycznych, chemicznych i środowiskowych.

Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi zawierają dwa dopasowane do siebie elementy składowe: przewody napowietrzne izolowane cienką warstwą izolacji stałej i specjalistyczny osprzęt sieciowy (np. uchwyty i zaciski prądowe).

Istniejące obecnie rozwiązania konstrukcyjne linii izolowanych różnią się między sobą przede wszystkim obecnością lub brakiem oddzielnego przewodu nośnego oraz sposobem rozmieszczenia izolowanych przewodów fazowych. Przewody, skręcone w wiązkę lub prowadzone oddzielnie, są zawieszane na konstrukcjach wsporczych.

Napowietrzne przewody izolowane są żyłami wielodrutowymi o dużej wytrzymałości mechanicznej na rozciąganie, wykonanymi z twardego aluminium lub stopu typu Aldrey (stop aluminium z domieszkami krzemu, magnezu i manganu, odznaczający się dobrą przewodnością elektryczną, małą gęstością i dużą wytrzymałością) i izolowanymi cienką warstwą polietylenu usieciowanego (XLPE). Materiał elektroizolacyjny, spełniający jednocześnie rolę osłony zewnętrznej, jest uodporniony na działanie promieniowania ultrafioletowego (poprzez wprowadzenie niewielkiej domieszki sadzy w procesie wytwarzania polietylenu). Niekiedy jest on również uodporniony na rozprzestrzenienie się płomienia [115, 178, 274].

Stosując elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi w poprawnie wytypowanych warunkach można oczekiwać uzyskania znaczących efektów ekonomicznych, liczonych w ciągu wielu lat eksploatacji. Dodatkowymi zaletami takiej linii są: prostota budowy, łatwość demontażu i możliwość ponownego wykorzystania elementów konstrukcyjnych w wypadku przebudowy linii (znacznie większa niż w tradycyjnym budownictwie sieciowym). Ważną cechą jest również możliwość układania na tych samych konstrukcjach wsporczych jednocześnie linii niskiego i średniego napięcia, czyli tworzenia tzw. sieci mieszanych [115].

Linie z przewodami w osłonach izolacyjnych (niepełnoizolowane) opracowano w celu zmniejszenia awaryjności linii napowietrznych w porównaniu do linii z przewodami gołymi, a w efekcie zwiększenia pewności zasilania. Stosowane wyrażenie „niepełnoizolowany” nawiązuje bezpośrednio do typu izolacji przewodu, którą jest cienka warstwa polietylenu usieciowanego. Przewód niepełnoizolowany to przewód roboczy jednożyłowy o warstwie izolacji dostosowanej do pracy w linii napowietrznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, której wytrzymałość elektryczna nie spełnia wymagań odpowiadających napięciu znamionowemu linii. Podobnie jak przewody gołe wykonuje się je z materiałów o odpowiednich własnościach, takich jak [115, 178, 274]:

- duża przewodność,
- odporność na działanie czynników atmosferycznych i chemicznych,
- odporność na drgania,
- duża wytrzymałość mechaniczna.

Wszystkie typy przewodów niepełnoizolowanych powinny mieć odpowiednie właściwości mechaniczne i elektryczne oraz powinny być dobrane do warunków pracy linii. Przewody w liniach napowietrznych dobieramy ze względu na [115, 178, 274, 275, 313, 314]:

- wytrzymałość mechaniczną (obciążalność wiatrowa i sadyiowa),
- wydłużanie cieplne (długość przęsła, zwis maksymalny),
- wydłużanie sprężyste (podskoki przewodu),
- obciążalność prądową długotrwałą,
- maksymalny prąd zwarcioowy.

Przewody niepełnoizolowane wytwarzane są z wytrzymałego i twardego stopu aluminium. W celu zmniejszenia obciążenia przewodu wiatrem i sadyią, ich średnica zewnętrzna jest zmniejszona poprzez wykonanie żyły w formie zgniatanej skrętki wielodrutowej. Powłokę zewnętrzną stanowi warstwa polietylenu usieciowanego XLPE odpornego na czynniki atmosferyczne i promieniowanie UV. Przewody te uszczelniane są przed penetracją wilgoci przy pomocy proszku higroskopijnego zaaplikowanego między skręcone druty żyły. Zabezpiecza to żyłę AL przed ewentualną korozją w przypadku uszkodzenia powłoki lub odizolowania przewodu. Przewody zamontowane na linii będącej pod napięciem wytrzymują wielokrotne zetknięcia ze sobą bez pogorszenia parametrów izolacji.

Średnica znamionowa osłony izolacyjnej dla przewodów do sieci o napięciu 20(24) kV wynosi 2,3 mm, a do sieci o napięciu 30(36) kV wynosi 3,3 mm [115].

Obecnie istnieją dwa zasadnicze rozwiązania konstrukcyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi średniego napięcia [115, 178, 274]:

- system PAS;
- system ACS-AXUS.

Powyższe systemy różnią się między sobą przede wszystkim poziomem wytrzymałości elektrycznej izolacji przewodów fazowych oraz sposobem prowadzenia i zawieszania przewodów na konstrukcjach wsporczych (w tym również za pomocą linki nośnej).

System PAS jest najprostszym i najtańszym rozwiązaniem konstrukcyjnym linii izolowanych średniego napięcia (o napięciu roboczym od 12 do 24 kV). Przewody fazowe w tym systemie są prowadzone oddzielnie, tzn. z zachowaniem odpowiednich odstępów izolacyjnych w powietrzu i mocowane na izolatorach liniowych stojących. Przewody mogą być prowadzone w układzie płaskim lub pionowym (jeden nad drugim), co zmniejsza szerokość trasy zajmowanej przez taką linię.

Żyły przewodów fazowych w tym systemie mają postać linki (wykonanej ze stopu aluminium, magnezu i krzemu) lub też linki stalowo-aluminiowej. W celu

ochrony przed korozją są one pokryte smarem, a następnie cienką warstwą z polietylenu usieciowanego (o grubości 3,2 mm), uodpornionego na promieniowanie ultrafioletowe. Jest to wprawdzie izolacja niepełna, ale jej zastosowanie pozwala około trzykrotnie zmniejszyć odległości między przewodami fazowymi w porównaniu do linii z przewodami gołymi.

System ACS-AXUS jest rozwiązaniem pośrednim między systemem PAS a systemem o pełnej izolacji przewodów fazowych i bywa stosowany sporadycznie w krajach skandynawskich. Linie budowane w tym systemie mają zazwyczaj napięcie robocze 24 kV (znacznie rzadziej 12 lub 36 kV). Podobnie jak poprzednio, na powierzchni przewodów fazowych znajduje się warstwa izolacji polietylenowej. Wytrzymałość elektryczna tej warstwy jest jednak na tyle duża, aby przewody można było skrócić fabrycznie w wiązkę. Ponieważ przewody te nie są wyposażone w zewnętrzną powłokę metaliczną, dlatego też osprzęt odciągowy i przelotowy jest mocowany do konstrukcji wsporczych za pośrednictwem niewielkich izolatorów liniowych. Ważną cechą systemu ACS-AXUS jest samonośność fabrycznie skręconej wiązki przewodów fazowych. Brak linii nośnej wymusza określony sposób mocowania i zawieszania na konstrukcjach wsporczych całej wiązki przewodów. Siła naciągu jest przenoszona w takim rozwiązaniu konstrukcyjnym przez wszystkie przewody w wiązce, w miarę równomiernie. Przekroje najczęściej stosowanych przekrojów żył wynoszą: $3 \times 50 \text{ mm}^2$, $3 \times 95 \text{ mm}^2$ i $3 \times 150 \text{ mm}^2$. Rozwiązania konstrukcyjne linii izolowanych budowanych w systemie ACS-AXUS są droższe o około 50% od rozwiązań w systemie PAS [115, 178, 274].

Linie z przewodami pełnoizolowanymi są wykorzystywane najczęściej w terenach miejskich mocno zurbanizowanych oraz w przypadku prowadzenia na wspólnych konstrukcjach słupowych z liniami niskiego napięcia.

Przewód pełnoizolowany to przewód roboczy wielożyłowy samonośny lub z linką nośną o izolacji żył roboczych dostosowanej do warunków pracy linii napowietrznej, której wytrzymałość elektryczna odpowiada napięciu znamionowemu linii.

Obecnie najczęściej wykorzystywanymi przewodami (kablami) w projektowaniu sieci napowietrznych pełnoizolowanych SN są [115, 178, 274]:

- SAXKA-W,
- XRaUHAKXS+Fe,
- AXCES (3x70/25-AL) i EXCEL 3x10/10-Cu).

Cechą charakterystyczną kabli systemu SAXKA jest owinięcie przewodów fazowych wokół stalowej liny nośnej. Uzyskuje się dzięki temu rozdzielenie funkcji mechanicznej od elektrycznej. W kablach typu SAXKA żyły fazowe wykonane są ze skomparowanych drutów aluminiowych. Żyła posiada wzdłużną i poprzeczną barierę wodną oraz półprzewodzący ekran. Izolację fazową stanowi wysokonapięciowy, sieciowany polietylen osłonięty sieciowaną, półprzewodzącą powłoką. Fazowy ekran metalowy, pełniący równocześnie funkcję żyły powrotnej, to aluminiowa rurka nałożona na zewnętrzną warstwę półprzewodzącą. Jej osłonę stanowi powłoka z trudnościernego, nieprzepuszczającego wilgoci polietylenu (HDPE) uodpornionego również na działanie warunków atmosferycznych. Linka nośna, współpracująca z żyłami

powrotnymi, wykonana jest z ocynkowanych drutów stalowych. W wersji SAXKA-WM linka ta posiada wzdłużną barierę wodną i jest w takiej samej osłonie jak żyły fazowe. Nominalne napięcie pracy to 6, 10, 20, 30 kV. Przekroje przewodów 3x35 mm², 3x70 mm², 3x120 mm², 3x185 mm², 3x240 mm².

Kabel XRaUHAKXS+Fe jest polskim odpowiednikiem SAXKA-W. Żyła robocza wykonana jest jako żyła aluminiowa, wielodrutowa i zagęszczona. Posiada izolację z półprzewodzącego XLPE. Żyła powrotna wykonana jest jako taśma aluminiowa o grubości 0,2 mm z promieniową zaporą przeciwwilgociową, spojona z powłoką zewnętrzną. Powłoka zewnętrzna wykonana jest z wytłoczonego czarnego polietylenu HDPE. Nominalne napięcie pracy to 6, 10, 20, 30 kV. Przekroje przewodów 3x50 mm², 3x70 mm², 3x120 mm².

AXCES (3x70/25-AL) i EXCEL (3x10/10-Cu) – są kablami produkcji szwedzkiej. Kable te, dzięki swojej konstrukcji mogą być jednocześnie stosowane jako tradycyjne kable układane w ziemi, jak i w liniach napowietrznych izolowanych. System z tymi kablami umożliwia stosowanie nowych rozwiązań linii napowietrznych. Dedykowany jest on dla linii o częstych przejściach z linii ziemnych na napowietrzne, upraszczając tym samym projektowanie i budowę linii średniego napięcia. W kablach uniwersalnych samonośnych, żyły robocze przenoszą największe naprężenia. Jednak naprężenia te nie mogą być bezpośrednio do nich przyłożone, dlatego siły osiowe muszą być przenoszone przez powłokę zewnętrzną, żyłę powrotną i izolację. Uchwyty przelotowe oraz spirale odciągowe mogą być długotrwale narażone na działanie dużych sił np. przy upadku drzew na linię lub śnieg leżący na kablu. Tak więc kabel samonośny musi być tak zaprojektowany, by żadna warstwa w kablu nie przesuwiała się względem innych. Tradycyjne żyły kabli z polietylenu usieciowanego (z drutu lub taśmy) w takich przypadkach mogą powodować uszkodzenie ekranu bądź izolacji, powodując powstanie wyładowań niezupełnych i ostatecznie przebicie izolacji. Dlatego producent kabli EXCEL i AXCES, opracował żyłę powrotną złożoną z trzech taśm plecionych z pocynowanych miedzianych linek. Taka konstrukcja żyły powrotnej zapewnia prawidłową pracę kabla w liniach napowietrznych.

Za najbardziej przydatne w warunkach krajowych rozwiązanie konstrukcyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi średniego napięcia uznaje się obecnie system PAS. Takiego wyboru dokonało Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE). Był to rezultat wielu narad technicznych, podczas których omawiano różnorodne aspekty wdrażania linii izolowanych SN [115].

Izolatory

Głównym zadaniem izolatorów jest odseparowanie (izolowanie) przewodów linii będących pod napięciem od konstrukcji wsporczych oraz wzajemnie od siebie. Muszą one także wytrzymywać siłę naciągu przewodu oraz siłę ciężaru wraz z obciążeniem sadzią lub wiatrem [202, 251].

Materiał stosowany do wyrobu izolatorów musi charakteryzować się następującymi cechami [202]:

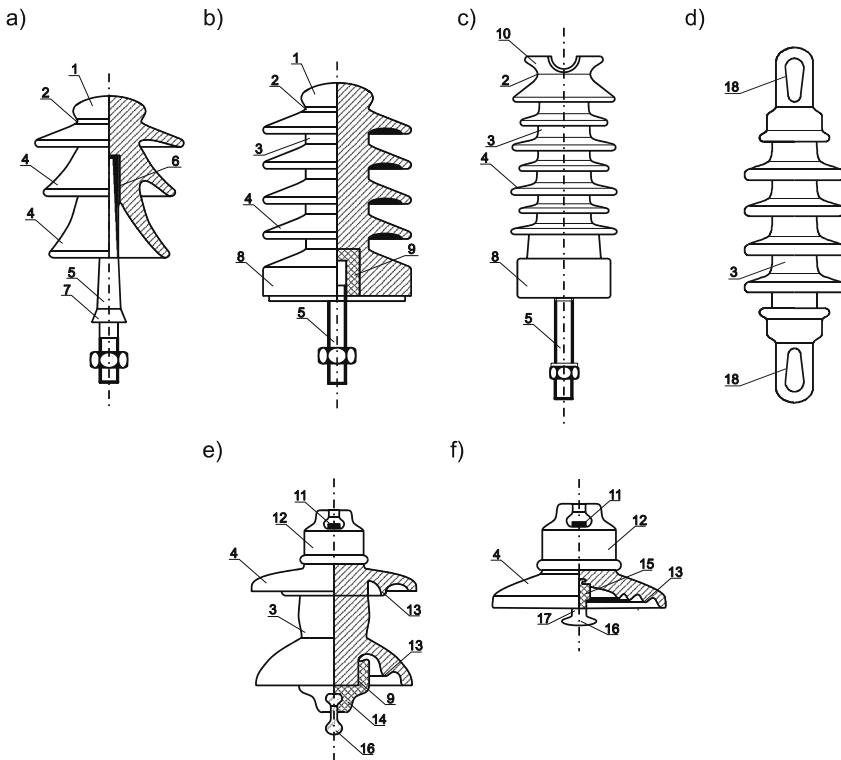
- musi posiadać znaczną rezystancję i wytrzymałość elektryczną,
- musi posiadać znaczną rezystancję powierzchniową,
- musi być odporny na wpływy atmosferyczne i chemiczne,
- musi być nienasiąkliwy,
- musi charakteryzować się znaczną odpornością na nagłe zmiany temperatury,
- musi charakteryzować się znaczną odpornością na stłuczenie.

Izolatory produkowano przez wiele lat przede wszystkim z porcelany lub ze szkła. Podstawową zaletą porcelany i szkła jest prawie całkowita odporność na wyładowania powierzchniowe. Początkowo do linii wysokich napięć stosowano izolatory kołpakowe. W latach 60. XX wieku energetyka polska zaczęła coraz powszechniej stosować porcelanowe izolatory długopniowe. Podstawową zaletą tych izolatorów była ich nieprzebijalność, natomiast wadą – możliwość zerwania i spadku przewodu na ziemię. Z upływem lat eksploatacji zmniejszała się bowiem wytrzymałość mechaniczna izolatorów porcelanowych. Pierwsze izolatory z kauczuku silikonowego zostały wprowadzone do eksploatacji ponad 40 lat temu. Początkowo rozpowszechnieniu tych izolatorów nie sprzyjały obawy przed erozją powodowaną przez wyładowania powierzchniowe oraz problemy związane z tzw. kruchymi pęknięciami pręta szkło-epoksydowego. Ulepszenie materiałów pręta szkło-epoksydowego, zastosowanie okuć zaciskanych, uszczelnienie konstrukcji izolatora oraz stosowanie pierścieni sterujących polem elektrycznym usunęło niebezpieczeństwo kruchych pęknięć [76]. Aktualnie wytrzymałość na rozciąganie izolatorów kompozytowych może być nawet znacznie wyższa od wytrzymałości izolatorów ceramicznych, przy kilkukrotnie mniejszej wadze. Jedynie w konstrukcjach izolatorów wsporczych obciążonych siłą zginającą, znacznie lepsze właściwości mechaniczne osiągają izolatory ceramiczne ze względu na ograniczone właściwości stosowanego w izolatorach silikonowych pręta szkło-epoksydowego. Izolatory kompozytowe napotykać również na innego rodzaju ograniczenia. A mianowicie, znane są przypadki uszkodzeń izolatorów kompozytowych przez gryzonie [76]. Bardzo ważnym atutem izolatorów kompozytowych jest z kolei ich odporność na udary mechaniczne i akty wandalizmu [58]. W niektórych krajach ta właśnie cecha obok ciężaru jest uważana za najważniejszą ich zaletę [78].

Izolatory stojące stosowane są tam, gdzie siły działające na izolator na to pozwalają. Zazwyczaj są to słupy przelotowe oraz słupy z łagodnym załamaniem linii. W przypadku dużych sił naciągu, tj. na słupach krańcowych oraz słupach narożnych stosuje się izolatory stojące ustawione po dwa (najczęściej) lub też izolatory wiszące (odciągowe) charakteryzujące się dużą wytrzymałością na rozciąganie. Izolatory wiszące mogą być stosowane na całej długości linii, jednak rozwiązanie takie jest rzadko stosowane, ze względu na znacznie większy koszt izolatorów wiszących w stosunku do izolatorów stojących.

Najczęściej stosowanymi w sieciach dystrybucyjnych energetyki zawodowej w Polsce izolatorami wsporczymi są izolatory LWP, LSD (VHD) oraz LSP (rys.

3.2). Izolatory LWP stosowane są od ponad dwudziestu lat i charakteryzują się znaczną wytrzymałością zarówno mechaniczną, jak i elektryczną. Izolatory LSD stosowane były powszechnie w latach pięćdziesiątych dwudziestego wieku i w wielu przypadkach pracują do dziś w sposób bezawaryjny. Wiele nowych konstrukcji izolatorów projektowanych jest na wzór izolatorów LSD. W latach siedemdziesiątych wiele spółek dystrybucyjnych podjęło decyzje o wymianie dużych i niezgrabnych izolatorów LSD na „nowoczesne” izolatory LSP. Bardzo szybko okazało się, iż jest to decyzja błędna. Izolatory LSP uszkadzały się bardzo szybko, w wielu przypadkach seryjnie, z powodu wadliwego doboru przekładek pomiędzy porcelaną a bolcem śrubowym. Różnica w prędkości zmian gabarytów przy szybkiej zmianie temperatury dwóch materiałów powodowała pęknięcie porcelany. Przekładki nie kompensowały tych zmian. W końcu lat osiemdziesiątych oraz w latach dziewięćdziesiątych podejmowane były liczne działania mające na celu wyeliminowanie tych izolatorów z eksploatacji. Aktualnie pracuje bardzo mało izolatorów LSP. Stosowane są także nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne izolatorów, np. izolatory kompozytowe, ale ich udział jest nadal nieznaczny.



Rys. 3.2. Konstrukcje izolatorów SN: a) LSD, b) LSP, c) LWP, d) LP, e) VK, f) LK (1 – głowa, 2 – żłobek szyjki, 3 – pień, 4 – klosz, 5 – trzon, 6 – wnęka, 7 – kołnierz trzonka, 8 – okucie dolne, 9 – spoiwo, 10 – okucie górne, 11 – zawlecзка zabezpieczająca, 12 – kołpak górny, 13 – zebro, 14 – kołpak dolny, 15 – trzonek, 16 – główka trzonka, 17 – szyjka trzonka, 18 – uszy)

Jako izolatory odciągowe stosowane są najczęściej izolatory LP (LPG, LPU, itp.) oraz LK (LK, LKZ) (rys. 3.2). Najpowszechniejsze są izolatory LP. Posiadają one jednak podobną cechę jak izolatory LSP, a mianowicie podczas gwałtownych zmian temperatury ulegają uszkodzeniom. Pęka porcelana na wysokości końca skuwki stalowej. Izolatory LK oraz LKZ stosowane są od lat pięćdziesiątych dwudziestego wieku. Co prawda, nowe są bardzo rzadko instalowane, ale te już pracujące charakteryzują się dużą odpornością na czynniki zewnętrzne. Nawet w przypadku wyładowań atmosferycznych i zniszczenia kloszy, są w stanie utrzymać linię nie powodując jej opadnięcia na ziemię. Są także wygodne w eksploatacji. Można je stosować dla różnych napięć znamionowych poprzez zmianę liczby kloszy. Izolatory szklane stosunkowo rzadko są stosowane w układach średniego napięcia. W ostatnich latach coraz częściej stosowane są izolatory średniego napięcia kompozytowe lub z kauczuku silikonowego. Ich liczba jest jednak nadal niewielka.

Odrębnym zagadnieniem są izolatory stosowane w liniach izolowanych. Zadaniem izolatorów w linii napowietrznej z przewodami niepełnoizolowanymi, podobnie jak w liniach z przewodami gołymi, jest izolowanie przewodów linii od siebie i konstrukcji wsporczych, gdyż wytrzymałość elektryczna izolacji przewodu nie spełnia wymagań odpowiadających napięciu znamionowemu linii. Izolatory stosowane w liniach z przewodami niepełnoizolowanymi muszą spełniać takie same parametry techniczne, jak dla linii z przewodami gołymi.

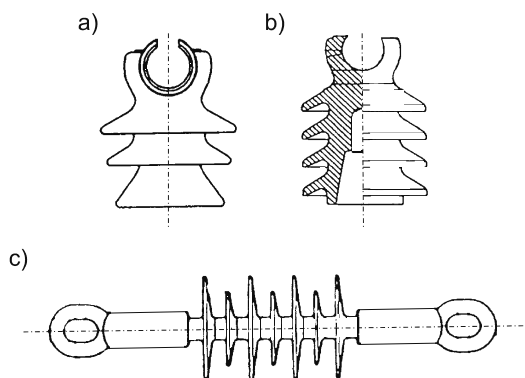
Identycznie, jak dla linii z przewodami gołymi, w liniach niepełnoizolowanych, w zależności od sposobu mocowania rozróżnia się izolatory stojące (LWP 8/24) i wiszące (LP 60/U), przy czym najczęściej wykorzystywane są izolatory kompozytowe, zbudowane z pręta szkło-epoksydowego z wyprowadzeniami ze stopu aluminium. Bezpośrednio na rdzeń izolatora wulkanizowana jest osłona izolacyjna z zastosowaniem nowoczesnej technologii przetwarzania ciekłych silikonów.

W porównaniu z izolatorami porcelanowymi izolatory kompozytowe charakteryzują się:

- zwiększoną wytrzymałością mechaniczną – nietłukąca obudowa,
- kilkukrotnie mniejszą masą (izolator liniowy LP 60/5U waży 7,5 kg a kompozytowy liniowy DS-15 EE waży 0,95 kg),
- bardzo dobrymi właściwościami hydrofobowymi (także przy dużym zabrudzeniu),
- podwyższoną odpornością na zagrożenia środowiskowe,
- zwiększoną odpornością na wandalizm.

Na rysunku 3.3 pokazano dwa typy izolatorów kompozytowych dla linii z przewodami niepełnoizolowanymi: SDI 37 (Ensto Pol) – jako izolatory stojące dla słupów przelotowych oraz narożnych dla kątów $\alpha > 150^\circ$ oraz SDI 50 (Ensto Pol) – jako izolatory wiszące dla słupów krańcowych, odporowych i odporowo-narożnych.

Identycznie, jak w linii z przewodami gołymi, sposób zawieszenia i zamocowania przewodów do izolatorów zależy od tego jaką funkcję pełni stanowisko słupowe z izolatorami.



Rys. 3.3. Izolatory stojące kompozytowe typu SDI 37: a) izolator stojący trzpieniowy; b) izolator stojący trzpieniowy przeznaczony do stref o zwiększonym narażeniu zabrudzeniowym oraz c) izolator odciągowy kompozytowy typu SDI 50

Zadaniem izolatorów w linii napowietrznej z przewodami gołymi i niepełnoizolowanymi jest izolowanie przewodów linii od siebie i od konstrukcji wsporczych. Oprócz właściwości izolacyjnych izolatory muszą wytrzymywać siłę naciągu przewodu oraz siłę ciężaru wraz z obciążeniem sadzią lub wiatrem. W przypadku kabli uniwersalnych z pełną izolacją nie zachodzi konieczność odizolowywania przewodów od konstrukcji wsporczych. Dlatego też w liniach z przewodami pełnoizolowanymi nie istnieje konieczność stosowania izolatorów. Kable pełnoizolowane można układać bezpośrednio na ścianach czy słupach, stosując do tego odpowiednie konstrukcje lub uchwyty odstępowe.

Konstrukcje wsporcze linii SN

Konstrukcje wsporcze linii średniego napięcia stanowią słupy elektroenergetyczne. W zależności od pełnionej funkcji wyróżnia się [202, 251]:

- słupy przelotowe (P),
- słupy narożne (N),
- słupy odporowe (O),
- słupy odporowo-narożne (ON),
- słupy krańcowe (K),
- słupy rozgałęźne (R).

Słupy przelotowe przeznaczone są do podtrzymywania przewodów bez przejmowania naciągu lub przy naciągu nieznacznym, ustawione na szlaku prostym lub na załomie nieprzekraczającym 5° . Słupy narożne przystosowane są do podtrzymywania przewodów oraz przejmowania wypadkowej siły naciągu wynikającej z kąta załomu, na którym słup jest ustawiony. Słupy odporowe ustawiane są na szlaku prostym lub na załomie nieprzekraczającym 5° i przystosowane są do przejmowania naciągu. Służą one do umiejscowienia zakłóceń mechanicznych. Słupy odporowe powinny być lokalizowane w ciągu liniowym nie rzadziej niż co 3 km.

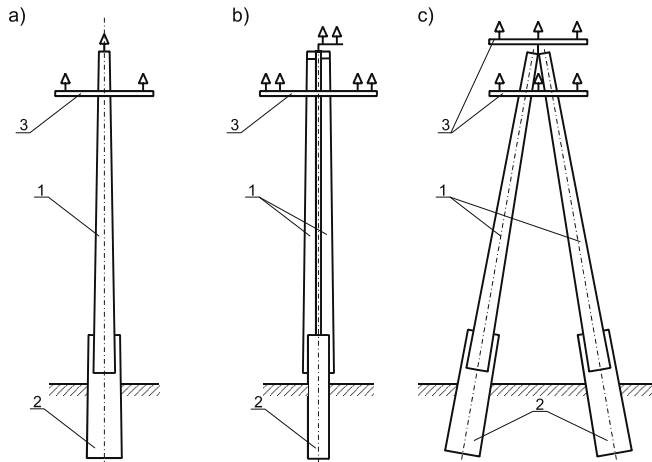
Słupy odporowo-narożne łączą cechy słupów odporowych i narożnych. Słupy końcowe usytuowane są na końcu linii i przystosowane są do przejmowania jednostronnych naciągów. Słupy rozgałęźne lokalizowane są w punktach rozgałęzienia linii i w zależności od potrzeb łączą cechy różnych słupów [202].

Ze względu na rodzaj zastosowanego materiału, słupy dzieli się na:

- drewniane,
- żelbetowe,
- stalowe.

Słupy drewniane stosowane były od początku istnienia sieci elektroenergetycznych. Charakteryzowały się bardzo dobrymi właściwościami izolacyjnymi. Wadą tych słupów była mała trwałość eksploatacyjna oraz ograniczona wytrzymałość mechaniczna. Aktualnie nie są one stosowane w nowych inwestycjach, jednak w starych liniach, zwłaszcza w sieciach terenowych są one nadal eksploatowane.

Słupy drewniane wytwarzane były z drewna sosnowego. W celu przedłużenia czasu ich eksploatacji nasączane były środkami przeciwnilnymi i przeciwgrzybiczymi. Średni wiek eksploatacji słupów drewnianych wynosi 12-15 lat przy ich nasyceniu chlorkiem cynku oraz 20-25 lat przy nasyceniu olejem smołowym. Aby odizolować słupy drewniane od wpływów substancji chemicznych zawartych w gruncie (w tym wody) osadzone były one w tzw. szczudłach, wykonanych z żelbetu. Przykładowe konstrukcje słupów drewnianych przedstawia rysunek 3.4.

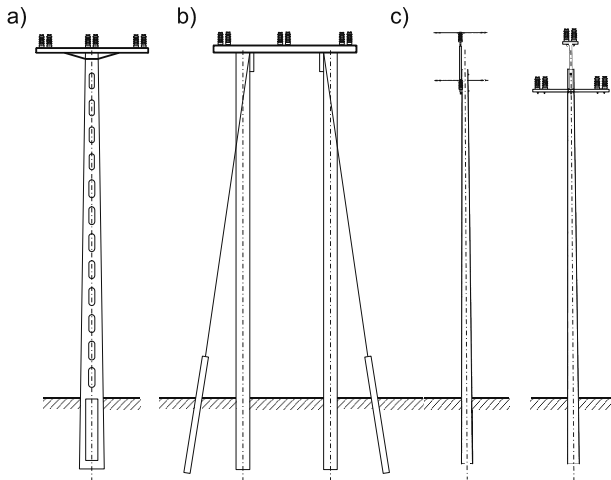


Rys. 3.4. Konstrukcje słupów drewnianych na szczudłach żelbetowych: a) słup przelotowy, b) słup przelotowy strzałkowy, c) słup odporowy (1 – słup drewniany, 2 – szczudła żelbetowe, 3 – poprzecznik)

Słupy żelbetowe wytwarzane są według różnych technologii. Produkowane są słupy z żelbetu wibrowanego, strunobetonu i kablobetonu oraz z żelbetu wirowanego. Słupy wibrobetonowe otrzymuje się poprzez poddanie mieszaniny betonowej drganiom dużej częstotliwości, rzędu od 4000 do 6000 drgań na minutę, przez co beton przylega ściśle do zbrojenia. Słupy strunobetonowe otrzymuje się w wyniku

naciągania prętów z wysokogatunkowej stali, a następnie ich zalania betonem z jednoczesnym wibrowaniem. Po stężeniu beton będzie ściskany przez pręty, a ponieważ jego odporność na ściskanie jest około 10 razy większa niż na rozciąganie, otrzymana konstrukcja posiada bardzo dużą wytrzymałość mechaniczną. Pewną modyfikacją słupów strunobetonowych są słupy kablobetonowe, w których naprężenia ściskające gotowego prefabrykatu betonowego uzyskuje się za pomocą prętów stalowych przechodzących przez te elementy. Słupy wirowane wytwarzane są w formach, w których umieszczane jest zbrojenie słupa. Następnie formy wprawiane są w ruch wirowy z dużą prędkością. W tym czasie do formy wprowadzany jest beton. Duża prędkość wirowania sprawia, że beton układa się zwartą masą wokół zbrojenia tworząc betonową „rurę”. Słupy te są bardzo wytrzymałe na oddziaływanie mechaniczne.

Obecnie produkowane i wykorzystywane są przede wszystkim żerdzie żelbetowe ŻN oraz ŻW, strunobetonowe BSW i wirowane E. W polskiej energetyce stosowane są także czeskie i słowackie żerdzie typu EPV o parametrach porównywalnych z polskimi żerdziami E. Słupy wykonuje się z żerdzi pojedynczych, podwójnych lub poczwórnych. Przykładowe konstrukcje słupów żelbetowych przedstawia rysunek 3.5.

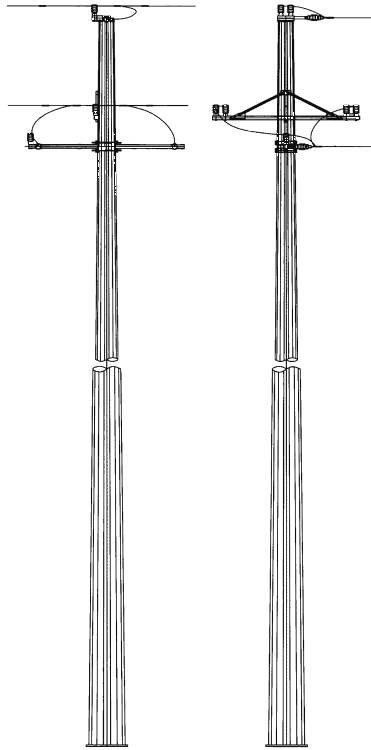


Rys. 3.5. Konstrukcje słupów żelbetowych linii średniego napięcia: a) słup przelotowy na żerdzi ŻN, b) słup krańcowy bramowy na żerdziach ŻN, c) słup przelotowy na żerdzi wirowanej

Wadą słupów żelbetowych jest ich ograniczona wysokość oraz brak możliwości podziału dla ułatwienia transportu. Nie bez znaczenia jest też fakt, iż żelbet jest materiałem przewodzącym prąd.

Słupy stalowe stosowane są przede wszystkim w układach WN, gdzie wymagana jest ich znaczna wysokość w celu skutecznej izolacji przewodów fazowych od ziemi. Są one jednak stosowane także w liniach średniego i niskiego napięcia [407]. Wyróżnić można różne konstrukcje słupów stalowych, jak np. kratowe, ru-

rowe, dwuteowe, itp. Przykładowe rozwiązanie słupów stalowych średniego napięcia przedstawia rysunek 3.6.



Rys. 3.6. Przykładowa konstrukcja słupa stalowego

Osprzęt sieciowy – sposoby łączenia i zawieszania przewodów

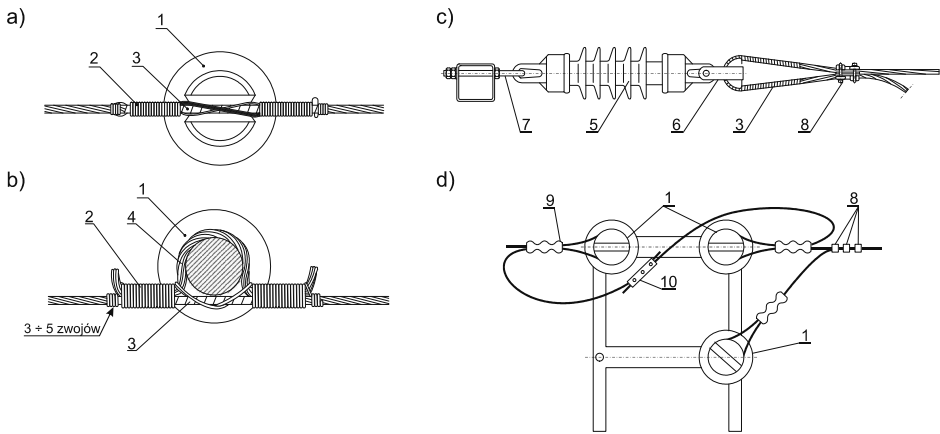
Do podstawowych elementów osprzętu linii napowietrznych SN zalicza się haki, uchwyty, poprzeczniki, złączki i zaciski, a także wiązalki.

W przypadku słupów drewnianych izolatory montowane były na hakach wkręcanych bezpośrednio w słupek. Inne rodzaje słupów wyposażane są w poprzeczniki, na których znajdują się otwory lub bolce montażowe do izolatorów. W zależności od konstrukcji słupa oraz rodzaju zastosowanych izolatorów, poprzeczniki mogą mieć różne kształty oraz rozmiary.

Sposób zawieszenia przewodu na konstrukcji wsporczej zależy od ciężaru przewodu oraz od sił naciągu, jakie oddziałują na izolator wsporczy lub wiszący. Przykładowe sposoby montażu przewodu do izolatora przedstawia rysunek 3.7.

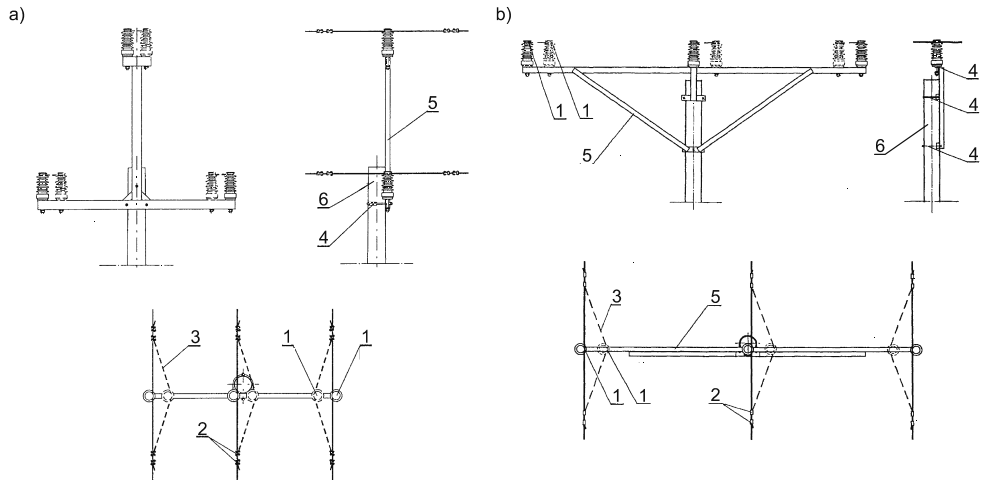
Zawieszenie przelotowe (rys. 3.7a) umożliwia wysunięcie się przewodu z uchwytu przy jego zerwaniu. Może być więc stosowane jedynie w przypadku braku dużych sił naciągu. Zawieszenie odciągowe uniemożliwia przesuwanie się przewodów, gdyż przejmuje ono naciąg przewodów z obu stron słupa. Może być ono

zrealizowane za pomocą izolatorów odciągowych (rys. 3.7c), jak i wsporczych (rys. 3.7d). Zawieszenie odciągowe powinno wytrzymać co najmniej 80% siły zrywającej przewód.

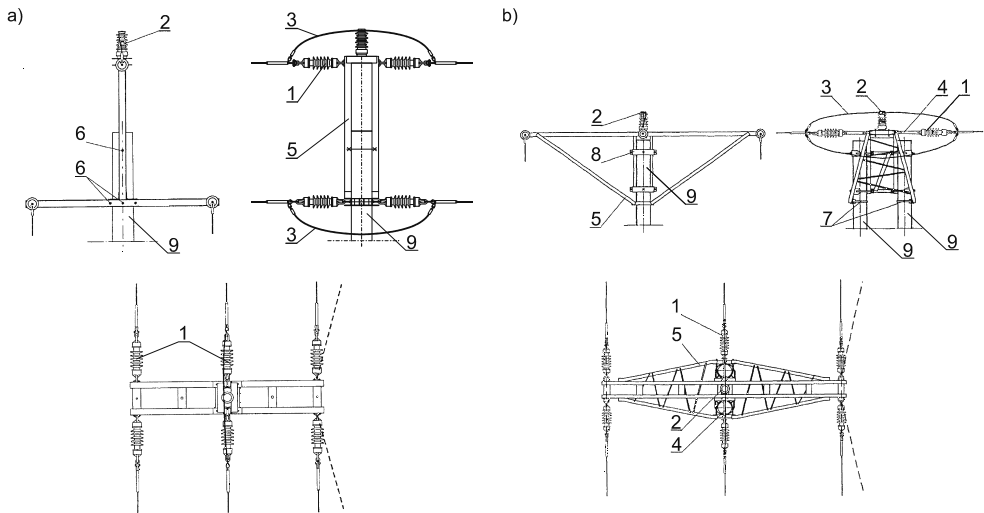


Rys. 3.7. Przykładowe sposoby montażu przewodów do izolatora: a) zawieszenie przelotowe, b) zawieszenie przelotowo-narzędziowe, c) zawieszenie odciągowe z łańcuchem odciągowym, d) zawieszenie odciągowe na izolatorach stojących (1 – izolator stojący (LWP, LWZ), 2 – drut wiązkowy, 3 – taśma aluminiowa, 4 – objemka z przewodu, 5 – izolator liniowy pniowy (LP), 6 – uchwyt odciągowy kabłąkowy widlasty, 7 – wieszak śrubowo-kabłąkowy, 8 – uchwyt śrubowo-kabłąkowy, 9 – złączka do karbowania, 10 – zacisk odgałęźny śrubowy))

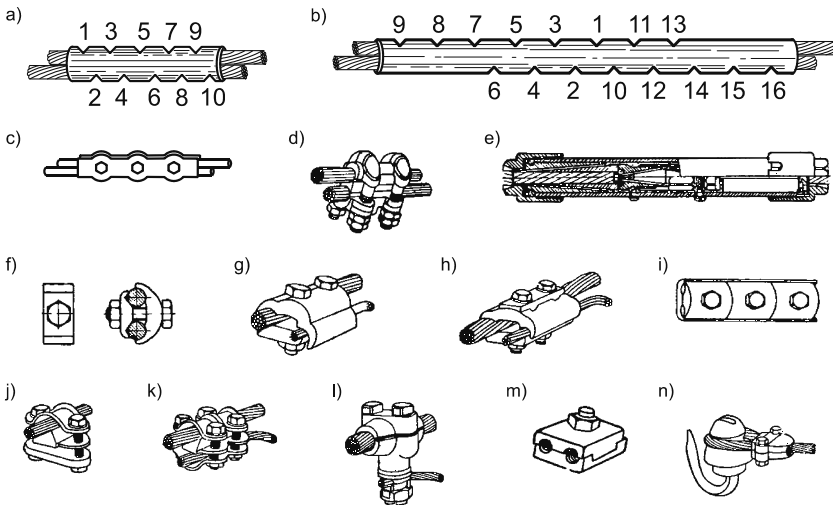
Możliwe warianty wyposażenia żerdzi słupowych w osprzęt dla linii średniego napięcia przedstawiają rysunki 3.8 oraz 3.9.



Rys. 3.8. Słup przelotowy linii napowietrznej z przewodami gołymi w układzie a) trójkątnym, b) płaskim (1 – zawieszenie przewodów na izolatorach stojących LWP-8/24 (ilość zależna od obostrzenia), 2 – uchwyty śrubowo-kabłąkowe, 3 – przewód AFL, 4 – śruby mocujące, 5 – konstrukcja stalowa – poprzecznik przelotowy, 6 – słup)



Rys. 3.9. Słup odporowy linii napowietrznej z przewodami gołymi w układzie a) trójkątnym, b) płaskim (1 – zawieszenie przewodów na izolatorach odciągowych LP-60/5U (ilość zależna od obostrzenia), 2 – zawieszenie przelotowe przewodów na izolatorach wsporczych LWP-8/24 (ilość zależna od obostrzenia) 3 – połączenie mostkowe wykonane przewodem gołym AFL, 4 – łącznik dystansowy jednowidlasty, 5 – konstrukcja stalowa – poprzecznik odporowy, 6 – śruby mocujące, 7 – obejma mocująca, 8 – konstrukcja metalowa słupa podwójnego, 9 – słup)



Rys. 3.10. Łączniki do łączenia przewodów napowietrznych: a) rurka karbowana do przewodów monometalicznych L, AL, FL, b) rurka karbowana do przewodów stalowo-aluminiowych AFL, c) złączka falista dzielona śrubowa, d) złączka kabłąkowa, e) złączka stożkowa (stosowana głównie w liniach wysokich napięć), f) zacisk odgałęźny jednośrubowy, g) zacisk odgałęźny dwuśrubowy do przewodów miedzianych, h) zacisk odgałęźny dwuśrubowy do przewodów aluminiowych, stalowo-aluminiowych oraz ze stopu typu Aldrej, i) zacisk mostkowy, j) zacisk odgałęźny miedziano-aluminiowy, k) zacisk do łączenia przewodów miedzianych z aluminiowymi, l) zacisk przelotowo-odprowadzeniowy miedziano-aluminiowy, m) uchwyt płytkowy, n) uchwyt pętlicowy

W przypadku konieczności połączenia dwóch przewodów, połączenie takie realizuje się za pomocą złączek, zacisków i uchwytów (rys. 3.10). Elementy takie muszą spełniać odpowiednie wymagania zarówno elektryczne, jak i mechaniczne. Najpowszechniej stosowane są złączki rurkowe do karbowania oraz złączki zaprasowywane. Jeżeli połączenie nie przenosi siły naciągu wówczas można stosować wszelkiego rodzaju zaciski. Wyróżnia się wiele konstrukcji zacisków w tym mostkowe, kabłąkowe, odgałęźne, dwuśrubowe, itp.

Osprzęt sieciowy stosowany do budowy linii izolowanych różni się znacznie pod względem materiałowym, konstrukcyjnym i funkcjonalnym od osprzętu przeznaczanego dla linii napowietrznych z przewodami gołymi. Najważniejszymi elementami składowymi osprzętu dla linii izolowanych są: uchwyty (odciągowe, przelotowe, przelotowo-narozne i narozne), haki (wieszakowe i krańcowe) oraz różne rodzaje wodoszczelne zaciski prądowe.

Dokonując wyboru sposobu łączenia przewodów izolowanych należy uwzględnić co najmniej kilka różnych wymagań technicznych, a jednocześnie starać się stosować najprostsze i najtańsze zaciski prądowe. Jak dotąd, najlepsze efekty w tym zakresie uzyskuje się w wypadku zacisków prądowych przebijających izolację. Dzięki specjalnej konstrukcji takich zacisków, odgałęzienia i przyłącza można wykonywać bez zdejmowania izolacji z przewodów i wyłączenia linii. Możliwe są połączenia przewodów izolowanych zarówno z przewodami izolowanymi, jak i gołymi (aluminiowymi lub miedzianymi). Zaciski przebijające izolację mogą łączyć przewody o znacznie różniących się średnicach, a ponadto wykonanych z różnych materiałów (np. Al i Cu). Należy podkreślić, że uniwersalność takich zacisków prądowych jest uwarunkowana nie tylko ich konstrukcją i właściwym momentem dokręcania, ale także zastosowaniem materiałów o odpowiednich właściwościach, z których wykonane są: zęby zacisku, pasta stykowa i osłona zewnętrzna złącza.

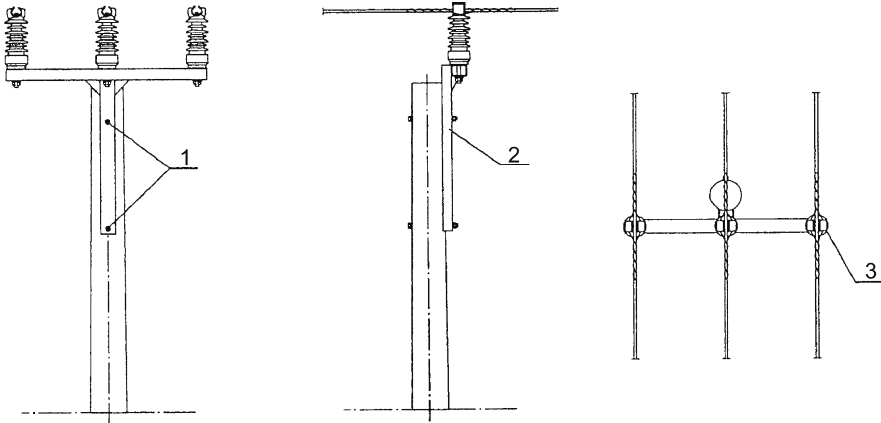
Konstrukcje mocujące linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi, identycznie jak dla linii z przewodami gołymi, obejmują słupy wraz z konstrukcjami słupowymi.

W zależności od zadania, jakie mają wypełniać słupy linii z przewodami niepełnoizolowanymi, rozróżnia się także identyczne typy słupów, jak dla linii z przewodami gołymi.

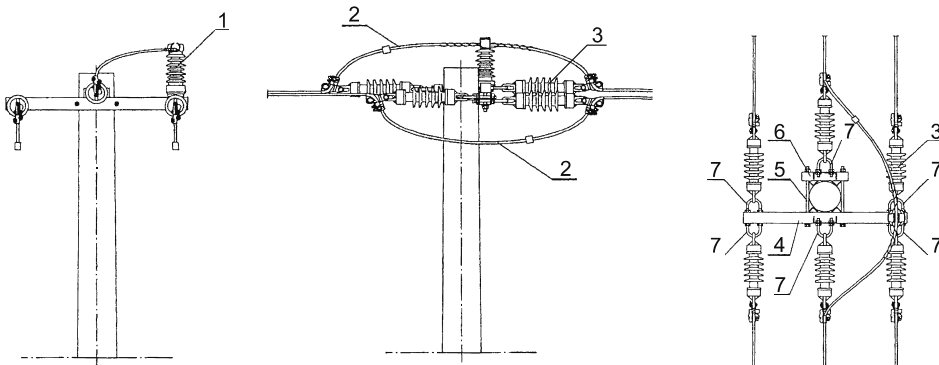
Na słupach w zależności od pełnionej przez nie funkcji oraz sposobu prowadzenia linii (układ płaski przewodów lub pionowy) stosuje się odpowiednie konstrukcje stalowe z izolatorami. Na rysunkach 3.11 i 3.12 przedstawiono słupy przelotowy i odporowy z konstrukcjami i izolatorami dla układu płaskiego, natomiast na rysunkach 3.13 i 3.14 przedstawiono słupy przelotowy i odporowy z konstrukcjami i izolatorami dla układu pionowego, z przewodami niepełnoizolowanymi typu PAS.

Zasadnicza różnica pomiędzy liniami w pełnej izolacji a przewodami w niepełnej izolacji lub gołymi polega na tym, że w przypadku sieci pełnoizolowanych nie występują konstrukcje stalowe służące do zachowania normatywnych odległości

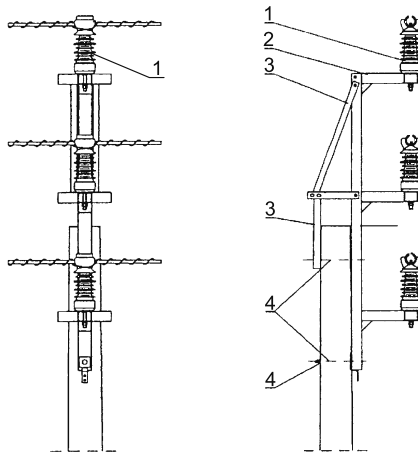
między przewodami (poprzeczniki). Osprzęt przewodowy w systemach pełnoizolowanych jest ograniczony do niezbędnego minimum, ponieważ składa się on właściwie tylko z uchwytów odciążających (narożnych i krańcowych) oraz uchwytów przelotowych. Ze względu na pełną izolację elektryczną, wiązkę przewodów wykonanych w systemach z pełną izolacją podwiesza się bezpośrednio do konstrukcji wsporczych za pomocą linki nośnej (SAXKA) lub spiral odciążających (Axces i Excel) i osprzętu przewodowego (haki, uchwyty).



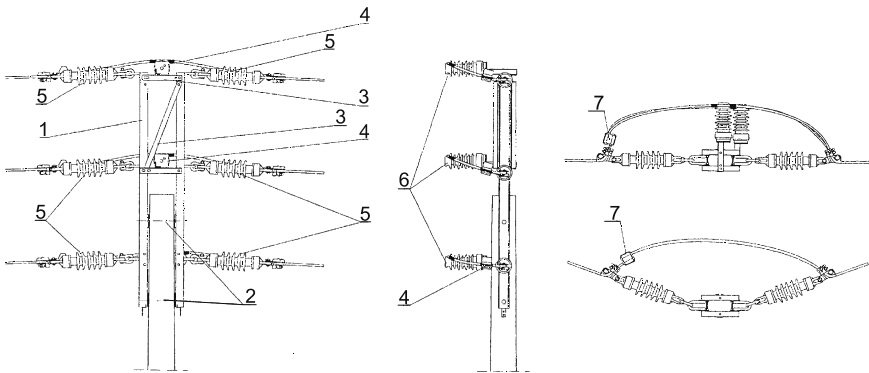
Rys. 3.11. Słup przelotowy linii napowietrznej z przewodami typu PAS w układzie płaskim (1 – śruby mocujące, 2 – konstrukcja stalowa – poprzecznik przelotowy, 3 – izolatory stojące – zawieszenie przelotowe)



Rys. 3.12. Słup odporowy linii napowietrznej z przewodami typu PAS w układzie płaskim (1 – izolator stojący – zawieszenie przelotowe, 2 – połączenie mostkowe przewodem typu PAS, 3 – izolatory liniowe wiszące – zawieszenie odciążowe, 4 – konstrukcja stalowa – poprzecznik krańcowy, 5 – obejma mocująca konstrukcję stalową do słupa, 6 – śruby mocujące, 7 – wieszaki)

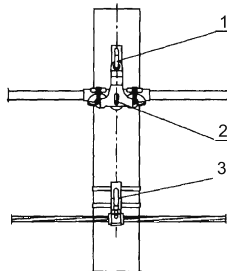


Rys. 3.13. Słup przelotowy linii napowietrznej z przewodami typu PAS w układzie pionowym (1 – izolatory stojące – zawieszenie przelotowe, 2 – stalowa konstrukcja mocująca przelotowa, 3 – stalowe elementy stężające, 4 – śruby mocujące)

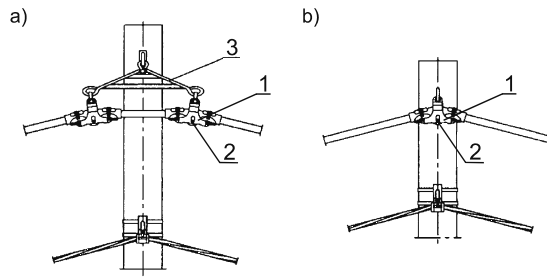


Rys. 3.14. Słup odporowy linii napowietrznej z przewodami typu PAS w układzie pionowym (1 – stalowa konstrukcja mocująca odporowa (krajcowa), 2 – śruby mocujące, 3 – stalowe elementy stężające, 4 – elementy zamocowania izolatorów, 5 – izolatory liniowe, 6 – izolatory stojące – zawieszenie przelotowe mostków, 7 – zacisk odgałęźny izolowany przebijający izolację)

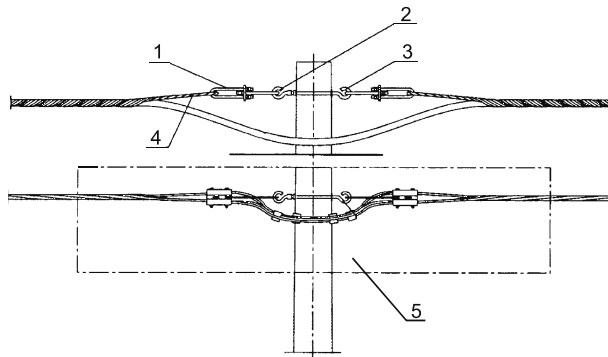
Na rysunkach 3.15, 3.16, 3.17 i 3.18 przedstawiono słupy: przelotowy, narożny, odporowy i krajcowy izolowanej linii dwutorowej SN-15 kV i nN 230/400 V.



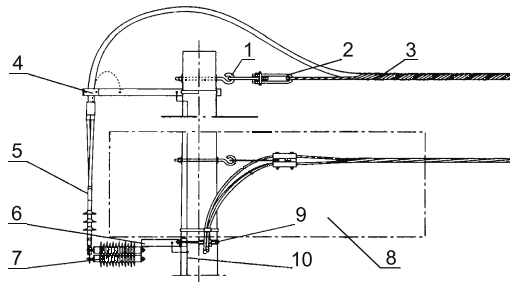
Rys. 3.15. Montaż kabla uniwersalnego na słupie pełniącym funkcję przelotowego (1 – uchwyt przelotowy, 2 – hak wieszakowy dystansowy, 3 – uzbrojenie słupa przelotowego dla Lnni)



Rys. 3.16. Montaż kabla uniwersalnego na słupie pełniącym funkcję narożnego: a) dla kątów $120^\circ < \alpha < 150^\circ$, b) dla kątów $\alpha > 150^\circ$ (1 – uchwyt przelotowy, 2 – wkładka gumowa, 3 – poprzecznik)



Rys. 3.17. Montaż kabla uniwersalnego na słupie pełniącym funkcję odporowego (1 – łącznik odciągowy, 2 – hak nakrętkowy, 3 – hak wieszakowy, 4 – spirala odciągowa, 5 – uzbrojenie słupa odporowego dla Lnni)



Rys. 3.18. Montaż kabla uniwersalnego na słupie pełniącym funkcję krańcowego (1 – hak wieszakowy, 2 – łącznik odciągowy, 3 – spirala odciągowa, 4 – konstrukcja dystansowa z obejmą mocującą, 5 – końcówki lub głowice kablowe SN, 6 – konstrukcja mocująca do ograniczników przebiegów, 7 – ograniczniki przebiegów, 8 – uzbrojenie słupa dla linii Lnni, 9 – objemka mocująca, 10 – zacisk uziomowy i uziemienie)

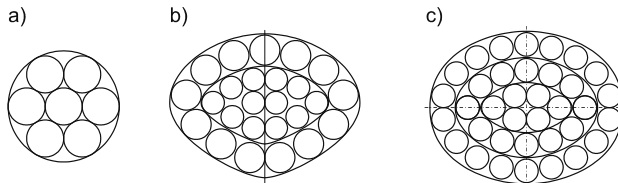
3.1.2. Linie kablowe SN

Linie kablowe stosowane są przede wszystkim tam, gdzie eksploatacja linii napowietrznych jest niewskazana ze względu na ochronę przeciwporażeniową, gęstą zabudowę lub zanieczyszczenie środowiska, a także w warunkach gdzie linie napowietrzne mogłyby być kłopotliwe w eksploatacji.

Kable elektroenergetyczne można układać bezpośrednio w ziemi, w kanałach kablowych przełazowych lub nieprzełazowych, na ścianach, na konstrukcjach wsporczych, w rurach ochronnych lub zawieszać na konstrukcjach wsporczych. W elektroenergetyce zawodowej najczęstszym przypadkiem jest układanie kabli bezpośrednio w ziemi.

Konstrukcje kabli

Żyły kabli wykonane są z aluminium lub miedzi, przy czym coraz częściej stosuje się miedź. Żyły kabli mają kształt okrągły, sektorowy lub owalny (rys. 3.19).

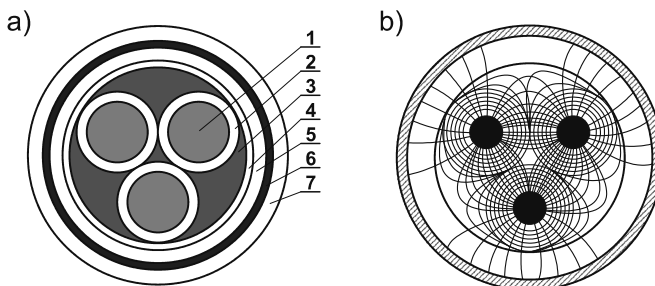


Rys. 3.19. Przekroje żył kabli wielożyłowych: a) okrągły, b) sektorowy, c) owalny

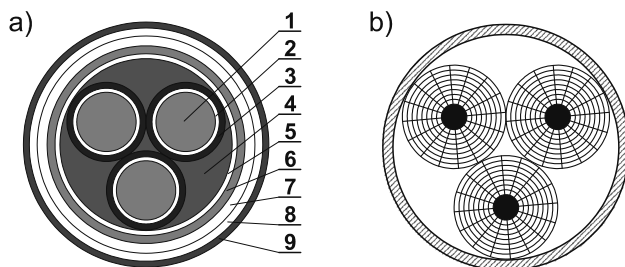
W zależności od zastosowanej izolacji oraz sposobu jej wykonania rozróżnia się kable o izolacji rdzeniowej (rys. 3.20) lub kable z żyłami ekranowanymi (rys. 3.21) [342, 343]. Kable o izolacji rdzeniowej charakteryzują się tym, iż każda żyła posiada niezależny układ izolacyjny, natomiast rdzeń kabla, składający się z izolowanych żył i wypełnienia, posiada dodatkową izolację zwaną izolacją rdzeniową.

W kablach z żyłami ekranowanymi, każda żyła posiada ekran zbudowany z papieru półprzewodzącego lub metalizowanego uformowanego w taśmę. Taki układ izolacyjny zapewnia równomierny rozkład pola elektrycznego w kablu.

Jako izolację kabli stosuje się papier, gumę etylenowo-propylenową, materiały syntetyczne, jak np. plastyfikowany polichlorek winylu (polwinil), polietylen lub polietylen sieciowany. Kable o izolacji papierowo-olejowej i powłoce ołowianej są stosowane coraz rzadziej ze względu na wysokie koszty produkcji oraz pracochłonne i długotrwałe instalowanie muf i głowic na kablach tego typu.



Rys. 3.20. Kabel z izolacją rdzeniową: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasycona, 3 – wypełnienie, 4 – izolacja rdzeniowa, 5 – powłoka ołowiana, 6 – osłona włóknista, 7 – pancierz stalowy)



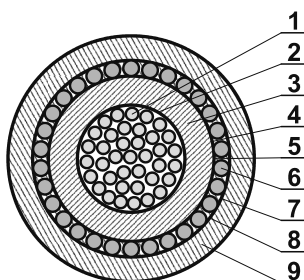
Rys. 3.21. Kabel z żyłami ekranowanymi: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasycona, 3 – ekran z papieru przewodzącego lub półprzewodzącego, 4 – wypełnienie, 5 – taśma elastyczna, 6 – powłoka ołowiana, 7 – taśma papierowo-jutowa, 8 – panczer stalowy, 9 – osłona zewnętrzna)

Kable w których izolacją jest papier nasycony syciwem, nazywane są kablami z izolacją tradycyjną lub kablami masowymi. Kable takie, w powłoce ołowianej (np. AKFtA) wykonywane są na napięcie 6, 10, 15 i 20 kV o przekrojach do 240 mm² oraz na napięcie 30 i 40 kV o przekroju do 120 mm².

Guma etylenowo-propylenowa stosowana jest na izolację kabli o napięciu do 6 kV. Stosuje się ją tam, gdzie istnieje możliwość ściekania syciwa.

Jako izolacja kabli średniego napięcia bardzo długo stosowany był polietylen (np. kable YHAKX). Jego największa popularność przypada na lata 70. XX wieku. Aktualnie jest stosowany coraz rzadziej. Przyczyną jest jego mała odporność na krótkotrwałe działanie podwyższonej temperatury (zwarcia i przeciążenia). Niekorzystnymi zjawiskami są także podatność izolacji z polietylenu na wyładowania niezupełne oraz tendencja do drzewienia wodnego.

Wada polietylenu polegająca na małej odporności na podwyższone temperatury została wyeliminowana poprzez zastosowanie procesu sieciowania. Polega on na modyfikacji struktury molekularnej na drodze fizycznej oraz chemicznej, co skutkuje powstaniem dodatkowych wiązań pomiędzy atomami węgla, łączących sąsiednie łańcuchy polimeru [344]. Konstrukcję kabla o izolacji z polietylenu usieciowanego przedstawia rysunek 3.22.



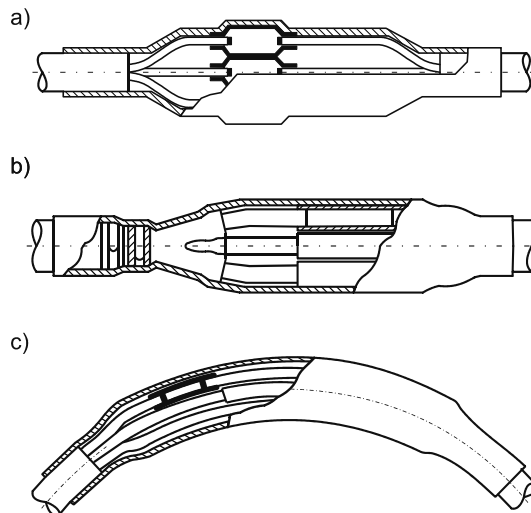
Rys. 3.22. Kabel o izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE: 1 – żyła robocza miedziana lub aluminiowa uszczelniona wzdłużnie, 2, 4 – ekran półprzewodzący z polietylenu usieciowanego, 3 – izolacja z polietylenu usieciowanego, 5 – obwód z taśmy półprzewodzącej z barierą przeciwwilgociową, 6 – żyła powrotna z drutów miedzianych i spirali przeciwskrętnej z taśmy miedzianej, 7 – obwód na żyłę powrotnej z taśmy półprzewodzącej z barierą przeciwwilgociową, 8 – taśma aluminiowa z kopolimerem ułożona wzdłużnie z zakładką, 9 – powłoka zewnętrzna z polietylenu powłokowego

W przypadku możliwości zaistnienia narażeń mechanicznych kable mogą być opancerzone taśmami stalowymi lub drutami stalowymi ocynkowanymi okrągłymi lub profilowymi. W przypadku opancerzenia kabla drutami jest on w stanie wytrzymać bardzo duże naprężenia wzdłużne.

Obecnie najczęściej stosowanymi kablami średniego napięcia w sieciach energetyki zawodowej są jednożyłowe (rzadziej trzyżyłowe) kable z żyłą aluminiową lub miedzianą o izolacji z polietylenu usieciowanego. Mimo istnienia nowszych konstrukcji, nadal stosowane są także kable o izolacji papierowo-olejowej i powłoce ołowianej. Mogą one być nasycone syciwem zwykłym lub nieściekającym. W porównaniu z kablami o izolacji z tworzyw sztucznych posiadają one jednak niekorzystne cechy, do których zaliczyć należy przede wszystkim większą masę, mniejszą elastyczność oraz dużą pracochłonność montażu. Najczęściej wykorzystywane typy kabli średniego napięcia to: YHKXS, YHAKXS, HKFtA, HKnFtA, HAKFtA, AKFtA oraz HAKnFtA.

Osprzęt kablowy

W celu połączenia dwóch odcinków kabli stosuje się mufy przelotowe (rys. 3.23). Najczęściej stosowane są mufy żeliwne oraz ołowiane, a także mufy z taśm izolacyjnych. Mufy wypełniane są zalewą kablową, aby uniemożliwić wnikanie wilgoci do wnętrza kabli.



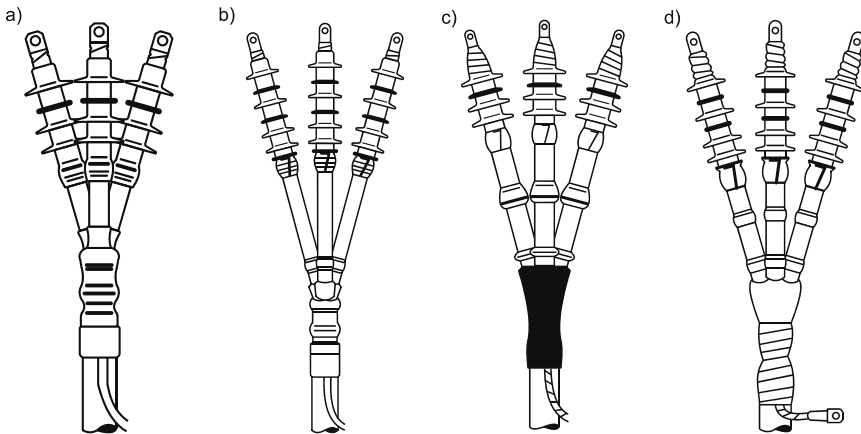
Rys. 3.23. Przykładowe rozwiązania muf kablowych: a) mufa przelotowa do kabli o izolacji i powłoce z tworzyw sztucznych na napięcie nN oraz SN, b) mufa przelotowa do kabli o izolacji papierowo-olejowej na napięcie nN oraz SN, c) mufa przelotowa do kabli wielożyłowych i przewodów giętkich na napięcie do 1 kV

Jeżeli mufy instalowane są dla wiązki kabli jednożyłowych, powinno się rozsunąć względem siebie, wzdłuż trasy kabla, mufy montowane na poszczególnych kablach.

Mufy do kabli o izolacji papierowej średniego napięcia składają się zazwyczaj z wkładki ołowianej, do której przylutowuje się płaszcz ołowiany kabla i z obudowy zewnętrznej żeliwnej. Wnętrze wkładki ołowianej wypełnia się syciwem kablowym, natomiast wnętrze obudowy żeliwnej zalewą kablową.

Do zakończenia kabli stosuje się głowice kablowe (mufy końcowe). Głowice muszą zapewniać odpowiednią wytrzymałość elektryczną i mechaniczną zakończenia kabla oraz jego uszczelnienie przed wilgocią, a także uniemożliwić wyciek syciwa.

W zależności od przeznaczenia wyróżnia się wiele rozwiązań konstrukcyjnych głowic. Podstawowy podział dotyczy miejsca zainstalowania głowicy. Wyróżnia się tu głowice napowietrzne i wewnętrzne (rys. 3.24). Ze względu na sposób wykonania i montażu głowic, dzieli się na zimnokurczliwe oraz prefabrykowane. Ze względu na kształt wyróżnia się głowice proste oraz kątowe. Na rodzaj głowicy ma wpływ także liczba i przekrój żył kabla.



Rys. 3.24. Przykładowe rozwiązania głowic kablowych: a) głowica prefabrykowana wewnętrzna, b) głowica prefabrykowana napowietrzna, c) głowica zimnokurczliwa wewnętrzna, d) głowica zimnokurczliwa napowietrzna

Do kabli rdzeniowych stosuje się na ogół głowice płaskie stalowe lub porcelanowe. Są one całkowicie szczelne, a zalewa kablowa stanowi dodatkowe zabezpieczenie przed wnikaniem wilgoci. Końcówki kablowe wyprowadzane są przez izolatory. Szerokie zastosowanie znajdują także ołowiane głowice bezmasowe. Coraz większą popularnością cieszą się także głowice z taśm izolacyjnych. Mogą one być stosowane zarówno dla kabli o izolacji z tworzyw termoplastycznych, jak i o izolacji papierowej w powłoce ołowianej. Ten rodzaj głowicy nie ma mechanicznej obudowy oraz izolatorów.

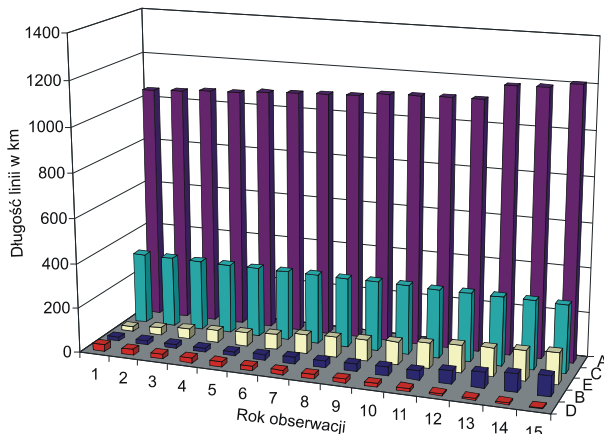
Niezależnie od zastosowanego rozwiązania, mufy i głowice kablowe muszą być tak wykonane, aby miejsce połączenia lub zakończenia miało cechy zbliżone do cech kabla oraz aby nie dopuszczały wilgoci do wnętrza.

3.2. Dane statystyczne analizowanych linii napowietrznych i kablowych SN

Obserwacja zawodności linii napowietrznych i kablowych SN obejmuje okres 15 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na początku obserwacji istniało w tej spółce łącznie 1069,55 km linii napowietrznych, w tym 19,55 km linii izolowanych oraz 371 km linii kablowych SN. Na koniec obserwacji, liczby te kształtowały się następująco: 1302,32 km linii napowietrznych, w tym 91,32 km linii izolowanych oraz 450 km linii kablowych SN. Długości linii w poszczególnych latach obserwacji przedstawia tabela 3.1 oraz rysunek 3.25.

Tabela 3.1. Długości analizowanych linii średniego napięcia w kolejnych latach obserwacji [km]

Rok obserwacji	Oznaczenie	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Linie napowietrzne z przewodami gołymi	A	1050	1056	1065	1068	1080	1085	1090	1095	1110	1113	1117	1118	1185	1189	1211
Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi	B	19,55	19,55	19,55	19,55	19,84	24,05	31,07	31,07	34,03	39,95	40,98	57,8	70,69	82,47	91,32
Linie kablowe tradycyjne	C	319	317	316	314	314	314	313	312	313	312	308	308	307	307	304
Linie kablowe o izolacji z polietylenu PE	D	30	26	22	22	22	21	20	19	18	16	13	9	8	7	5
Linie kablowe o izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE	E	22	33	46	55	60	69	83	91	95	103	114	123	128	133	141



Rys. 3.25. Długość obserwowanych linii SN w ciągu piętnastu lat prowadzenia badań (oznaczenia, jak w tabeli 3.1)

W przeprowadzonej analizie niezawodnościowej uwzględniono nie tylko linie oraz ich osprzęt (przewody, słupy, wiązałki, mostki), ale także pracujące w ciągach liniowych urządzenia, jak odłączniki, kondensatory oraz odgromniki.

Na podstawie dostępnych materiałów, będących własnością spółki dystrybucyjnej (materiały działu eksploatacji, dokumenty magazynowe, dokumentacja ekonomiczno-finansowa, itp.), wyznaczono liczbę poszczególnych urządzeń w liniach SN na początku oraz na końcu okresu obserwacji. Dane te zawiera tabela 3.2.

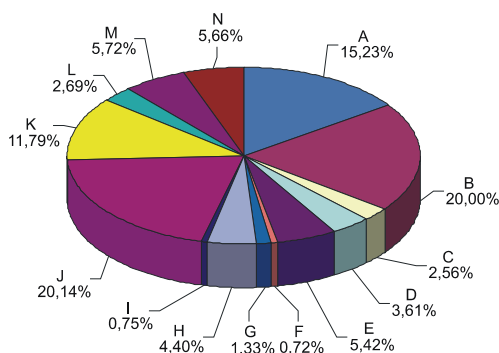
Tabela 3.2. Liczba urządzeń zainstalowanych w liniach napowietrznych SN na początku oraz na końcu okresu obserwacji

Urządzenie	Na początku okresu obserwacji	Na końcu okresu obserwacji
Kondensatory SN	1272	1209
Odgromniki SN	4128	5194
Odłączniki SN	854	876

W czasie 15 lat obserwacji wystąpiło łącznie 2935 awarii w liniach SN. Liczbę awarii poszczególnych grup urządzeń przedstawia tabela 3.3 oraz rysunek 3.26.

Tabela 3.3. Awarie zaobserwowane w liniach napowietrznych i kablowych SN w ciągu 15 lat obserwacji

Typ linii	Urządzenie	Oznaczenie	Liczba awarii	Udział awarii grupy urządzeń w odniesieniu do liczby wszystkich awarii
	---	---	---	[%]
Linie napowietrzne	Przewody linii napowietrznych	A	447	15,23
	Izolatory linii napowietrznych	B	587	20,00
	Konstrukcje wsporcze (słupy)	C	75	2,56
	Mostki	D	106	3,61
	Wiązałki	E	159	5,42
	Kondensatory	F	21	0,72
	Odłączniki	G	39	1,33
	Odgromniki	H	129	4,40
	Linie izolowane	I	22	0,75
Linie kablowe	Kable o izolacji papierowo-olejowej	J	591	20,14
	Kable o izolacji z polietylenu (PE)	K	346	11,79
	Kable o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)	L	79	2,69
	Głowice kablowe	M	168	5,72
	Mufy kablowe	N	166	5,66



Rys. 3.26. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie awarii w liniach napowietrznych i kablowych SN (oznaczenia, jak w tabeli 3.3)

Analizując dane przedstawione na rysunku 3.26 można zauważyć, iż najwięcej awarii jest powodowanych przez kable o izolacji papierowo-olejowej, izolatory linii napowietrznych, przewody linii napowietrznych oraz kable o izolacji z polietylenu (PE).

3.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN

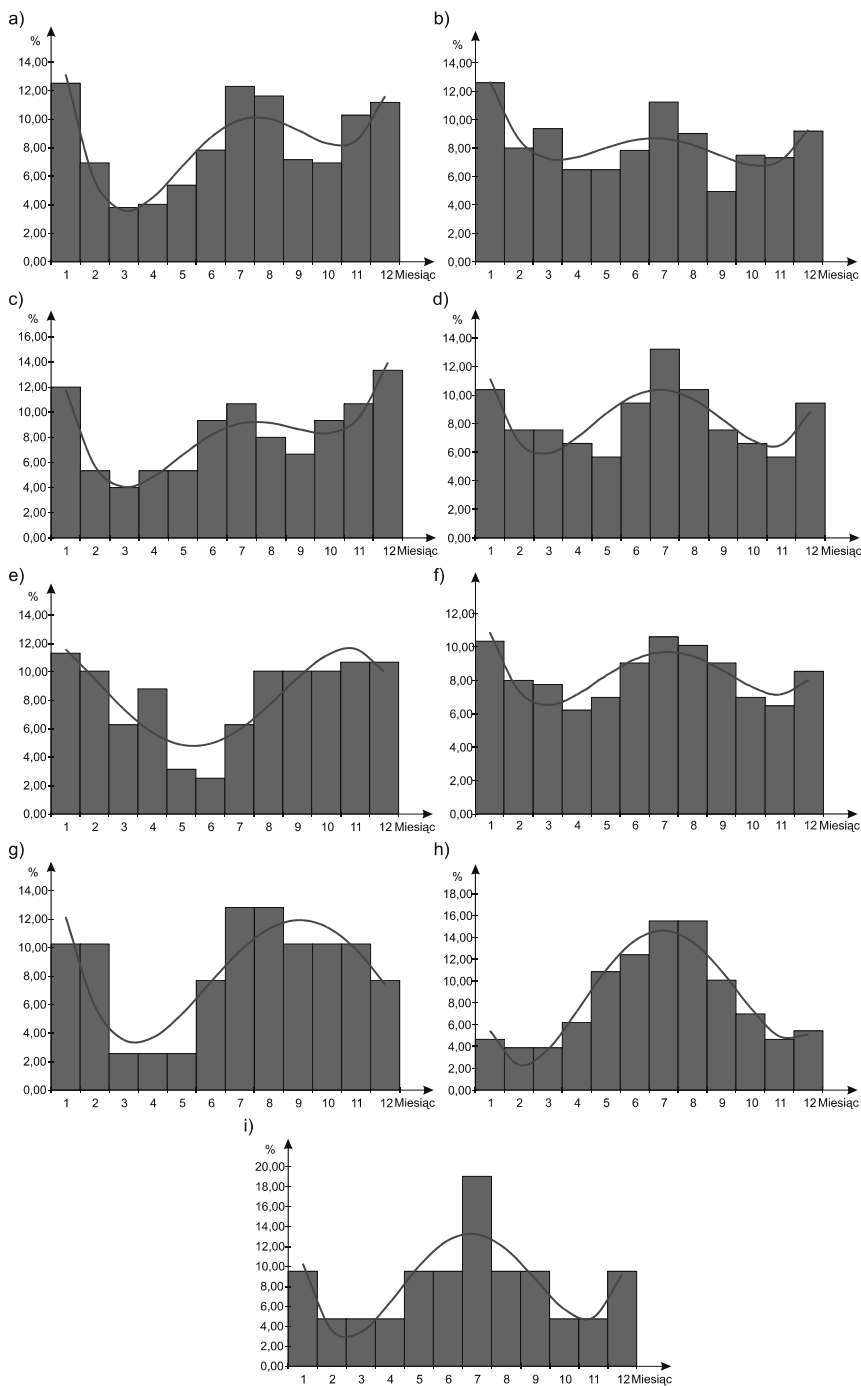
W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych SN.

Wszystkie analizy zostały przeprowadzone w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.

3.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na rysunku 3.27 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń poszczególnych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN w kolejnych miesiącach roku. Zaprezentowano na nim także funkcje aproksymacyjne.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii elementów i urządzeń przedstawionych na rysunku 3.27 zawiera tabela 3.4. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

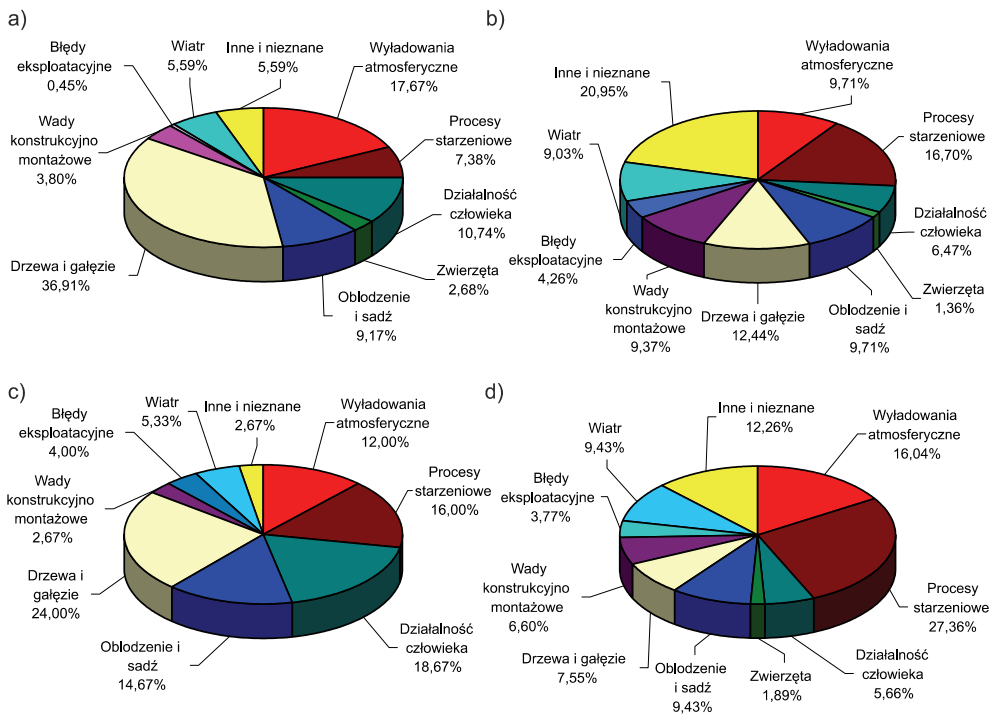


Rys. 3.27. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN: a) przewodów roboczych gołych, b) izolatorów SN, c) słupów, d) mostków, e) wiązań, f) złączek, g) odłączników SN, h) odgromników SN, i) kondensatorów SN

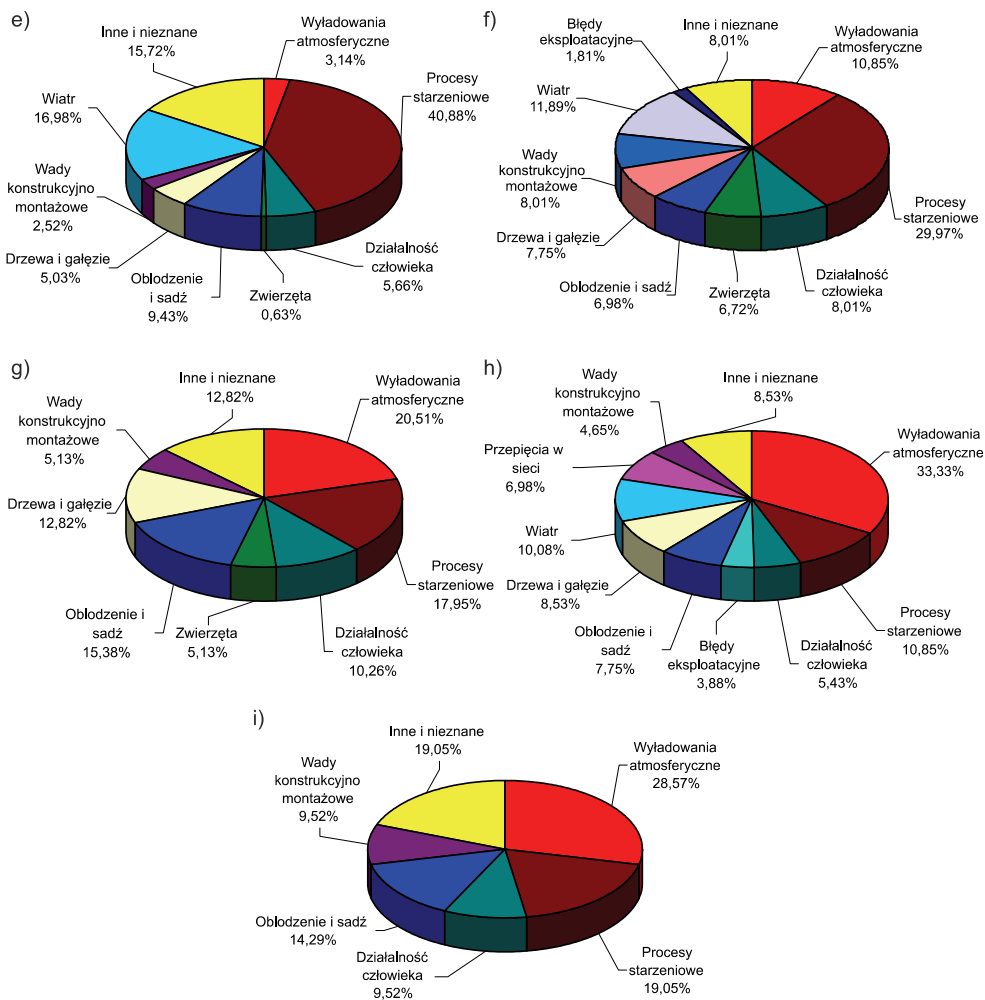
Tabela 3.4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Przewody robocze gołe	0,0213	-0,5996	5,7374	-20,7872	28,7805	0,89
Izolatory liniowe SN	0,0117	-0,3175	2,9509	-10,8508	20,8800	0,74
Stupy	0,0192	-0,5230	4,8761	-17,3354	24,7407	0,93
Mostki	0,0172	-0,4664	4,1995	-14,0287	21,4146	0,76
Wiązalki	-0,0078	0,1648	-0,8226	-0,6404	12,9090	0,85
Złączki	0,0110	-0,3093	2,9064	-10,2202	18,4905	0,84
Odlączniki SN	0,0076	-0,2833	3,4139	-14,5846	23,6014	0,84
Odgromniki SN	0,0230	-0,6290	5,4507	-15,4021	15,9913	0,97
Kondensatory SN	0,0328	-0,8763	7,6727	-24,0522	27,5253	0,84

Na rysunku 3.28 przedstawiony został procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



Rys. 3.28a-d. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN: a) przewodów roboczych gołych, b) izolatorów SN, c) słupów, d) mostków



Rys. 3.28e-i. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN: e) wiązałek, f) złączek, g) odłączników SN, h) odgromników SN, i) kondensatorów SN

Uszkodzenia przewodów linii średniego napięcia polegają najczęściej na zerwaniu przewodu. Może się to odbywać na drodze mechanicznej (opadające drzewa i gałęzie, nadmierne obciążenie sadzią) ale także termicznej (przepalenie przewodu w wyniku wyladowania atmosferycznego). Liczne uszkodzenia są skutkiem niewłaściwego montażu przewodów i polegają na przemieszczaniu się przewodu względem izolatora i wiązalki oraz na jego przecieraniu. Zdarzają się także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscu połączenia dwóch odcinków przewodu.

Uszkodzenie izolatorów liniowych polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu lub urwaniu) lub też wypaleniu ścieżki przewodzącej na powierzchni, co skutkuje opadnięciem przewodu lub powstaniem zwarcia.

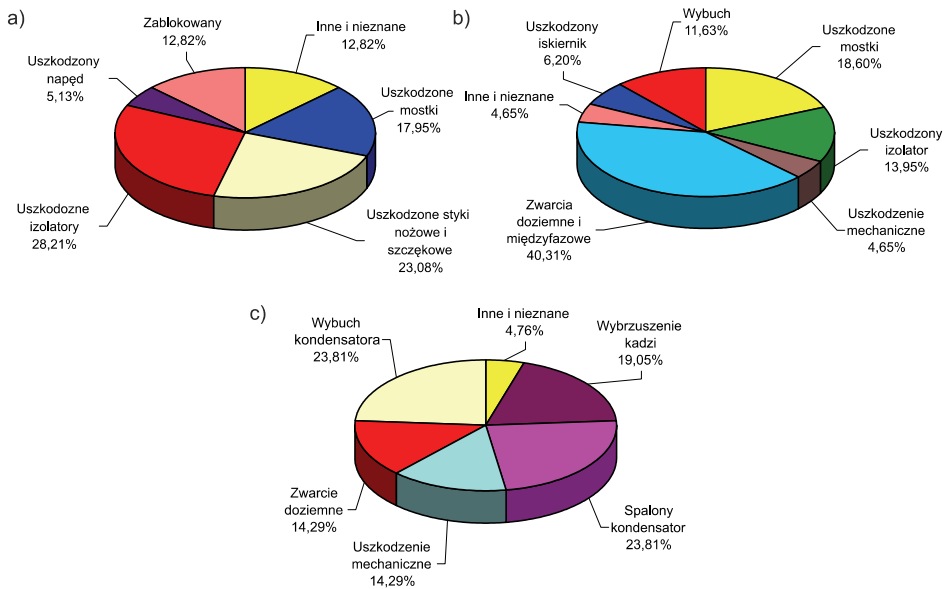
W przypadku słupów uszkodzenie polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu). Liczne są także przypadki wykrzywienia konstrukcji wsporczych pod wpływem źle przyłożonego obciążenia. W wyniku oddziaływania prądów upływnościowych oraz pod wpływem wyładowań atmosferycznych zdarzają się także przypadki osłabienia konstrukcji słupów (zbrojenia), zwłaszcza w przypadku słupów typu ŻN.

Uszkodzenie mostków polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (zerwanie) lub termicznym (przepalenie). Liczne są także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscach przyłączenia mostków.

Wiązanki ulegają zazwyczaj zniszczeniu na drodze mechanicznej (zerwanie lub przetarcie). Bardzo często następuje poluzowanie wiązanki w wyniku czego przewód może przemieszczać się na izolatorze.

Uszkodzenie złączek polega najczęściej na ich zerwaniu lub też na poluzowaniu w wyniku czego następuje rozłączenie toru prądowego lub nadmierny wzrost rezystancji przejścia.

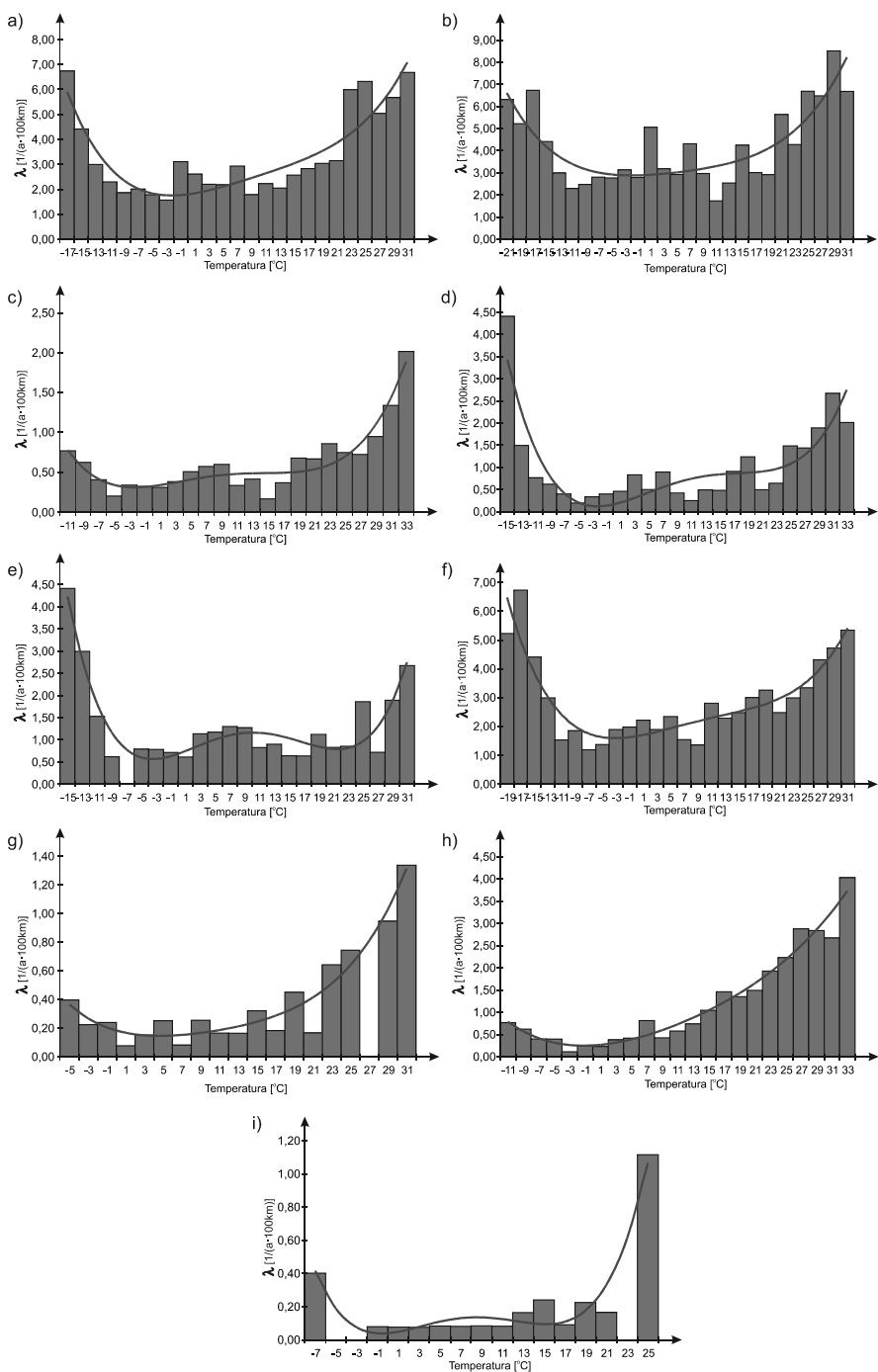
Na rysunku 3.29 przedstawiony został procentowy udział skutków uszkodzeń urządzeń zainstalowanych w liniach napowietrznych SN.



Rys. 3.29. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN: a) odłączników SN, b) odgromników SN, c) kondensatorów SN

3.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii elementów i urządzeń linii napowietrznych SN. Otrzymane wyniki przedstawia rysunek 3.30.



Rys. 3.30. Zależność intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN od temperatury otoczenia: a) przewodów roboczych gołych, b) izolatorów SN, c) słupów, d) mostków, e) wiązań, f) złączek, g) odłączników SN, h) odgromników SN, i) kondensatorów SN

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 3.30, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1), z tym że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunku 3.30 zawiera tabela 3.5. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 3.5. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[--]	
Przewody robocze gołe	10,34	-395,87	6640,62	37243,64	1,8004	0,90
Izolatory liniowe SN	7,03	-145,51	2881,71	12996,92	2,9015	0,83
Słupy	5,70	-209,95	1804,02	11956,17	0,3217	0,94
Mostki	12,07	-542,44	6053,75	35636,39	0,1652	0,88
Wiązalki	19,54	-735,40	4258,33	58969,51	0,6867	0,93
Złączki	10,35	-381,59	4474,78	40744,66	1,6699	0,91
Odlączniki SN	3,33	-136,02	2788,86	-18373,04	0,1828	0,80
Odgromniki SN	2,22	-103,71	3896,65	9854,97	0,2543	0,98
Kondensatory SN	16,92	-522,87	3927,95	5265,56	0,0402	0,80

3.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami tych elementów i urządzeń.

Przewody robocze

Przewody linii napowietrznych średniego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment przewodu. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.6–3.8.

Tabela 3.6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przewodów linii napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	22,71	Weibulla	b = 25,6305 v = 2,0607	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(21, 26) = 21$; $l_0 = 21 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 3.7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przewodów linii napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	9,56	9,79	8,65	10,47	2,6360	$2,87 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1046$	$\chi^2 = 4,17 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,978 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,12	8,04	7,36	8,87	2,6006	$2,41 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1232$	$\chi^2 = 3,20 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,649 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,19	5,83	5,64	6,74	2,5240	$1,78 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,3927$ $\sigma = 0,9970$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,685 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przewodów linii napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	10457,86	11957,69	9319,11	11596,61	Log norm.	$m = 8,6282$ $\sigma = 1,2682$	$\chi^2 = 1,58 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,712 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przewodów linii napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,99$, $k = 0,84$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przewodów linii napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.9.

Tabela 3.9. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia przewodów linii napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2411,04	1707,81	2252,29	2569,79	Log norm.	$m = 7,5777$ $\sigma = 0,6458$	$\chi^2 = 1,23 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,227 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	121714,16	132939,80	109083,85	134344,47	Wykład.	$\lambda = 8,21 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 1,48 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,175 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Izolatory liniowe

Izolatory linii napowietrznych średniego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.10–3.12.

Tabela 3.10. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów liniowych napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,07	Weibulla	$b = 17,8259$ $v = 1,5241$	$l_0 = \min(l^*, l) = \min(21, 25) = 21$; $l_0 = 21 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 3.11. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	8,14	8,87	7,42	8,86	3,4616	$3,21 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 1,6047$ $\sigma = 1,0262$	$\chi^2 = 1,81 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,081 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	6,83	7,25	6,23	7,42	3,3967	$2,64 \cdot 10^{-3}$	Wykład. $\lambda = 0,1465$	$\chi^2 = 1,94 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,206 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	4,77	4,76	4,38	5,17	3,3260	$1,81 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 1,0799$ $\sigma = 1,0651$	$\chi^2 = 2,45 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,176 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 3.12. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	9012,43	9915,21	8192,37	9832,49	Wykład.	$\lambda = 0,00011$	$\chi^2 = 7,53 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,105 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów liniowych napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,82$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów eksploatowanych w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.13.

Tabela 3.13. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	2595,55	2200,62	2417,16	2773,94	Log norm.	$m = 7,5550$ $\sigma = 0,7845$	$\chi^2 = 3,67 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,926 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	106166,42	116801,20	96506,12	115826,71	Log norm.	$m = 11,0332$ $\sigma = 1,1459$	$\chi^2 = 1,61 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,643 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Słupy

Słupy linii napowietrznych średniego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach uszkodzeń osprzętu słupów, jak np. uszkodzenie poprzecznika wymieniany jest jedynie osprzęt.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.14–3.16.

Tabela 3.14. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy słupów w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,57	Normalny	$m = 20,5733$ $\sigma = 10,0380$	$l_0 = \min(f^*, f) = \min(17, 26) = 17$; $l_0 = 17 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 3.15. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	47,55	50,58	35,92	59,19	0,4423	$2,40 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 3,2168$ $\sigma = 1,2744$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,687 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	26,92	27,25	20,57	33,28	0,4305	$1,32 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,6666$ $\sigma = 1,2945$	$\chi^2 = 1,51 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,661 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	9,52	8,46	7,51	11,54	0,4128	$0,45 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1050$	$\chi^2 = 0,703 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,545 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.16. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	15440,26	17058,46	11372,82	19507,71	Log norm.	$m = 8,8589$ $\sigma = 1,5198$	$\chi^2 = 2,61 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,654 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla słupów linii napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,97$, $k = 0,55$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem słupów w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.17.

Tabela 3.17. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	12586,36	11152,15	10020,48	15152,24	Log norm.	$m = 9,0444$ $\sigma = 0,9327$	$\chi^2 = 4,20 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,542 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	171457,73	178027,29	129008,62	213906,83	Weibulla	$b = 95831,69$ $v = 0,6380$	$\chi^2 = 4,46 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,675 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Mostki

Mostki linii napowietrznych średniego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach, gdy przyczyną awarii są zaciski przyłączeniowe mostka, poddawany jest on naprawie.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.18–3.20.

Tabela 3.18. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,67	Weibulla	b = 18,2581 v = 4,5178	$l_0 = \min(h, f) = \min(24, 21) = 21$; $l_0 = 21 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 3.19. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	8,80	11,19	6,65	10,96	0,6251	$0,63 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,6475 $\sigma = 0,9701$	$\chi^2 = 0,818 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,093 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,40	10,85	6,20	10,60	0,5661	$0,54 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 6,1553 v = 0,7274	$\chi^2 = 3,98 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,999 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,32	6,42	3,89	6,75	0,4718	$0,29 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 4,1836 v = 0,8769	$\chi^2 = 2,65 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,889 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.20. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	11926,30	14063,68	8796,58	15056,02	Log norm.	m = 8,7421 $\sigma = 1,2212$	$\chi^2 = 0,351 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,512 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,91$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.21.

Tabela 3.21. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2322,10	2272,86	1884,38	2759,83	Log norm.	$m = 7,3623$ $\sigma = 0,8928$	$\chi^2 = 1,65 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,070 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	98129,31	104570,38	74858,31	121400,31	Log norm.	$m = 10,9621$ $\sigma = 1,1053$	$\chi^2 = 0,974 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,461 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wiązalki

Wiązalki w liniach napowietrznych średniego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. Ze względu na niski koszt zakupu drutu wiązałkowego oraz gotowych prefabrykowanych wiązałek, nie są podejmowane próby naprawy uszkodzonych.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.22–3.24.

Tabela 3.22. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wiązałek w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,18	Normalny	$m = 20,1761$ $\sigma = 11,4176$	$l_0 = \min(t, t_0) = \min(26, 17) = 17$; $l_0 = 17 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 3.23. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wiązań w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,33	11,15	8,58	12,07	0,9376	$1,10 \cdot 10^{-3}$	Weibulla $b = 8,9764$ $v = 0,8461$	$\chi^2 = 4,00 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,008 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	7,39	7,82	6,15	8,63	0,9140	$0,77 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 1,5455$ $\sigma = 0,9651$	$\chi^2 = 2,30 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,692 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	5,55	5,05	4,73	6,37	0,8728	$0,55 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 1,3605$ $\sigma = 0,8537$	$\chi^2 = 0,766 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,758 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 3.24. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia wiązań w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	13466,59	15055,59	11020,88	15912,30	Wykład.	$\lambda = 74,26 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 1,15 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,634 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wiązań w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,97$, $k = 0,70$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem wiązań w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.25.

Tabela 3.25. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia wiązań w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2453,56	1768,23	2176,60	2730,53	Log norm.	$m = 7,5587$ $\sigma = 0,7102$	$\chi^2 = 2,57 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,093 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	141068,89	122556,53	121160,14	160977,63	Weibulla	$b = 137186,59$ $v = 0,9634$	$\chi^2 = 2,83 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,954 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Złączki

Złączki w liniach napowietrznych średniego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. Ze względu na niski koszt zakupu złączek i zacisków, nie są podejmowane próby naprawy uszkodzonych.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.26–3.28.

Tabela 3.26. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	18,84	Weibulla	$b = 21,2638$ $v = 2,2647$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(20, 26) = 20$; $l_0 = 20 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 3.27. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	8,45	8,23	7,62	9,27	3,4233	$3,29 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1184$	$\chi^2 = 5,76 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,967 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,59	6,75	5,91	7,28	3,3437	$2,51 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,3773$ $\sigma = 1,0840$	$\chi^2 = 4,69 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,927 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,46	2,57	2,18	2,74	2,8660	$0,80 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,2543$ $\sigma = 1,2961$	$\chi^2 = 3,81 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,972 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.28. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	8302,42	8938,70	7325,45	9279,39	Wykład.	$\lambda = 12,04 \cdot 10^{-5}$	$\chi^2 = 2,17 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,146 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,76$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.29.

Tabela 3.29. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1615,13	1372,83	1477,92	1752,33	Log norm.	$m = 7,1038$ $\sigma = 0,7394$	$\chi^2 = 3,37 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,746 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	97802,47	105297,92	86293,78	109311,15	Weibulla	$b = 87835,52$ $v = 0,8631$	$\chi^2 = 2,09 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,163 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odlącznie

Odlącznie w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.30–3.32.

Tabela 3.30. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,62	Normalny	$m = 17,6154$ $\sigma = 5,4658$	$L_0 = \min(t^*, t) = \min(15, 11) = 11$; $l_0 = 11 > 7 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 7)$

Tabela 3.31. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność [1/(a·100 km)] *[1/(a·szt.)]	Współczynnik zawadności [1/100 km] *---	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]			---	---	---
t_a	12,18	11,56	8,43	15,92	0,2300 *30,06 · 10 ⁻⁴	0,32 · 10 ⁻³ *4,18 · 10 ⁻⁶	Weibulla	b = 11,1634 v = 0,7367	$\chi^2 = 2,28 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,773 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	11,15	9,67	7,88	14,42	0,2123 *27,75 · 10 ⁻⁴	0,27 · 10 ⁻³ *3,53 · 10 ⁻⁶	Wykład.	$\lambda = 0,0897$	$\chi^2 = 0,884 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,507 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,48	5,89	4,43	8,54	0,2005 *26,20 · 10 ⁻⁴	0,15 · 10 ⁻³ *1,94 · 10 ⁻⁶	Wykład.	$\lambda = 0,1542$	$\chi^2 = 1,62 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,632 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.32. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	7974,94	7785,59	5258,42	10691,46	Log norm.	m = 8,4830 $\sigma = 1,1692$	$\chi^2 = 0,161 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,799 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,92$, $k = 0,84$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.33.

Tabela 3.33. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odłączników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3191,07	1791,37	2610,38	3771,77	Log norm.	m = 7,9305 $\sigma = 0,5274$	$\chi^2 = 0,106 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,444 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	93944,75	91714,21	61944,15	125945,35	Wykład.	$\lambda = 1064 \cdot 10^{-8}$	$\chi^2 = 0,814 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,779 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odgromniki

Odgromniki należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie iskierników zewnętrznych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.34–3.36.

Tabela 3.34. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,97	Normalny	$m = 17,9690$ $\sigma = 9,3156$	$l_0 = \min(t, t) = \min(23, 16) = 16$; $l_0 = 16 > 12 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$

Tabela 3.35. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	$[1/(a \cdot 100 \text{ km})]$ $*[1/(a \cdot \text{szt.})]$	$[1/100 \text{ km}]$ $*_{---}$	---	---	---
t_a	7,02	6,16	5,95	8,10	0,7607 $*18,45 \cdot 10^{-4}$	$0,61 \cdot 10^{-3}$ $*1,48 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6268$ $\sigma = 0,8014$	$\chi^2 = 5,17 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,516 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,85	5,52	5,86	7,84	0,7194 $*17,45 \cdot 10^{-4}$	$0,56 \cdot 10^{-3}$ $*1,36 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6407$ $\sigma = 0,7567$	$\chi^2 = 4,25 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,834 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,66	3,80	3,96	5,36	0,6722 $*16,30 \cdot 10^{-4}$	$0,33 \cdot 10^{-3}$ $*0,81 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2474$ $\sigma = 0,8082$	$\chi^2 = 2,47 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,723 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.36. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	7842,68	7517,17	6435,16	9250,19	Wykład.	$\lambda = 127,51 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 2,08 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,907 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,95$, $k = 0,92$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.37.

Tabela 3.37. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2174,35	1190,64	1966,92	2381,77	Log norm.	$m = 7,5421$ $\sigma = 0,5421$	$\chi^2 = 2,44 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,435 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	90600,99	81994,13	75248,37	105953,61	Log norm.	$m = 10,9899$ $\sigma = 1,0417$	$\chi^2 = 4,62 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 1,065 < \lambda_\alpha = 1,358$

Kondensatory

Kondensatory należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu kondensatorów, jak np. uszkodzenie mostków.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.38–3.40.

Tabela 3.38. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	10,43	Normalny	$m = 10,4286$ $\sigma = 2,8561$	$l_0 = \min(t, t) = \min(5,7)=5;$ $l_0 = 5 > 2 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 2)$

Tabela 3.39. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	$[1/(a \cdot 100 \text{ km})]$ $*[1/(a \cdot \text{szt.})]$	$[1/100 \text{ km}]$ $*---$	---	---	---
t_a	14,91	12,82	9,08	20,75	0,1238 $*11,29 \cdot 10^{-4}$	$0,21 \cdot 10^{-3}$ $*1,92 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0671$	$\chi^2 = 0,029 < \chi_\alpha^2 = 0,103$ $\lambda = 0,629 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	13,13	10,69	8,12	18,13	0,1179 $*10,75 \cdot 10^{-4}$	$0,18 \cdot 10^{-3}$ $*1,61 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 12,8231$ $v = 0,9382$	$\chi^2 = 0,089 < \chi_\alpha^2 = 0,103$ $\lambda = 0,622 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	10,73	8,47	6,52	14,94	0,1061 $*9,67 \cdot 10^{-4}$	$0,13 \cdot 10^{-3}$ $*1,18 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0932$	----- $\lambda = 0,727 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 3.40. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	4318,53	2938,76	2857,12	5779,94	Log norm.	$m = 8,1488$ $\sigma = 0,7153$	----- $\lambda = 0,478 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia: $u = 0,95$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.41.

Tabela 3.41. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o , na skutek uszkodzenia kondensatorów w liniach napowietrznych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2489,25	1224,36	1931,93	3046,57	Log norm.	$m = 7,6883$ $\sigma = 0,5573$	----- $\lambda = 0,512 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	49205,59	35850,80	31377,41	67033,77	Log norm.	$m = 10,5450$ $\sigma = 0,7700$	----- $\lambda = 0,264 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

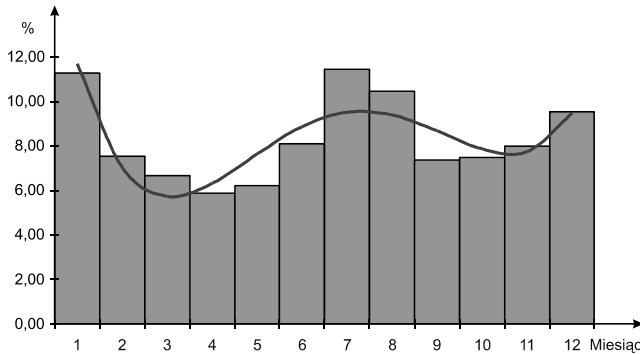
Ze względu na małą liczbę awarii kondensatorów w liniach napowietrznych SN otrzymane wyniki należy traktować jako przybliżone i szacunkowe. W celu wyznaczenia w pełni wiarygodnych wskaźników niezawodnościowych kondensatorów liniowych SN, należy nadal prowadzić obserwację ich zawodności.

3.4. Analiza niezawodności rozdzielczych linii napowietrznych SN

W rozdziale przedstawiono wyniki analizy niezawodności linii napowietrznych SN, jako scalonych obiektów elektroenergetycznych. Zaprezentowano ogólne właściwości niezawodnościowe linii. Przedstawiono wskaźniki oraz cechy otrzymane na drodze badań empirycznych. Wyniki te zweryfikowano na drodze obliczeń teoretycznych z wykorzystaniem metody średniej intensywności i średniego czasu trwania awarii [25, 62, 186, 219, 296, 333, 375, 378, 379, 392] oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem metody opartej na terminach rozszerzonych sieci Petriego [45, 73, 85, 307, 381, 386, 387, 394, 454, 466].

3.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych SN

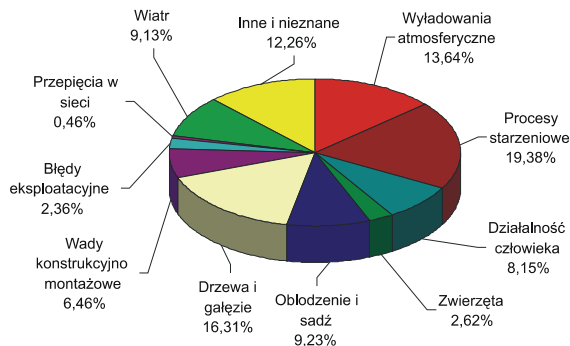
Na rysunku 3.31 przedstawiono w postaci histogramu częstość uszkodzeń linii napowietrznych SN w poszczególnych miesiącach roku.



Rys. 3.31. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych SN

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych SN, przedstawionej na rysunku 3.31 wynoszą: $a = 0,0137$; $b = -0,3832$; $c = 3,6405$; $d = -13,1109$; $e = 21,5470$. Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,85$.

Najwięcej awarii linii napowietrznych SN zaobserwowano w miesiącach letnich (lipiec sierpień) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 427 awarii, co stanowi 21,90% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 406 awarii, co stanowi 20,82% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.



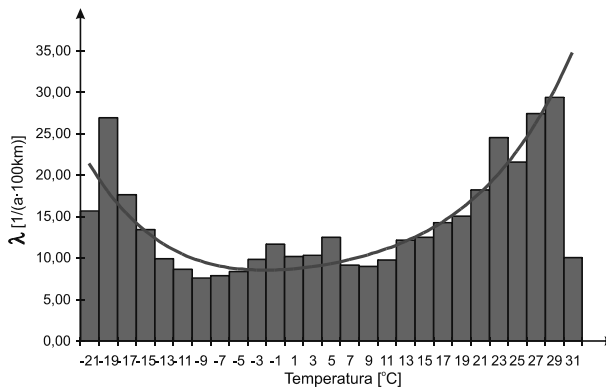
Rys. 3.32. Procentowy udział przyczyn awarii linii napowietrznych SN

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych SN są procesy starzeniowe, w wyniku których zaistniało około 19,38% wszystkich uszkodzeń linii.

Drugą przyczyną awarii są drzewa i gałęzie, które spowodowały około 16,31% wszystkich uszkodzeń. Przyczynami występującymi sezonowo, ale mającymi znaczący wpływ na awaryjność linii napowietrznych SN są wyładowania atmosferyczne oraz oblodzenie i sadz. Spowodowały one odpowiednio 13,64% oraz 9,23% wszystkich uszkodzeń. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii linii SN w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 3.32.

3.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych SN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii linii napowietrznych SN. Intensywność awarii linii w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 3.33.



Rys. 3.33. Zależność intensywności awarii linii napowietrznych SN od temperatury otoczenia

Funkcja aproksymacyjna częstości uszkodzeń przedstawiona na rysunku 3.33, jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w niej temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii linii w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: $a = 21,29 \cdot 10^{-6}$; $b = -522,76 \cdot 10^{-6}$; $c = 18110,54 \cdot 10^{-6}$; $d = 3406,03 \cdot 10^{-6}$; $e = 8,8767$. Współczynnik korelacji funkcji teoretycznej z danymi empirycznymi wynosi $r = 0,91$.

3.4.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych SN

Oceny podstawowych parametrów niezawodnościowych linii napowietrznych średniego napięcia dokonano na podstawie danych empirycznych pochodzących z ich eksploatacji. Przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 3.42–3.44.

Tabela 3.42. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych SN do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	13,65	Weibulla	b = 15,3329 v = 1,7647	$l_0 = \min(\hat{t}, \hat{t}_0) = \min(19,28) = 19$; $l_0 = 19 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 3.43. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia linii napowietrznych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a · 100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	9,60	11,23	9,10	10,10	11,4404	$12,38 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,7674 $\sigma = 1,0033$	$\chi^2 = 6,26 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,754 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,99	9,30	7,57	8,41	11,1691	$10,08 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,5516 $\sigma = 1,0746$	$\chi^2 = 6,30 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,059 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,05	5,31	4,81	5,30	10,4968	$6,01 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 5,0184 v = 0,8672	$\chi^2 = 4,05 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,653 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.44. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	8567,60	11495,63	8032,90	9102,30	Log norm.	m = 8,1758 $\sigma = 1,5730$	$\chi^2 = 1,88 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,907 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla linii napowietrznych SN: $u = 0,98$, $k = 0,81$.

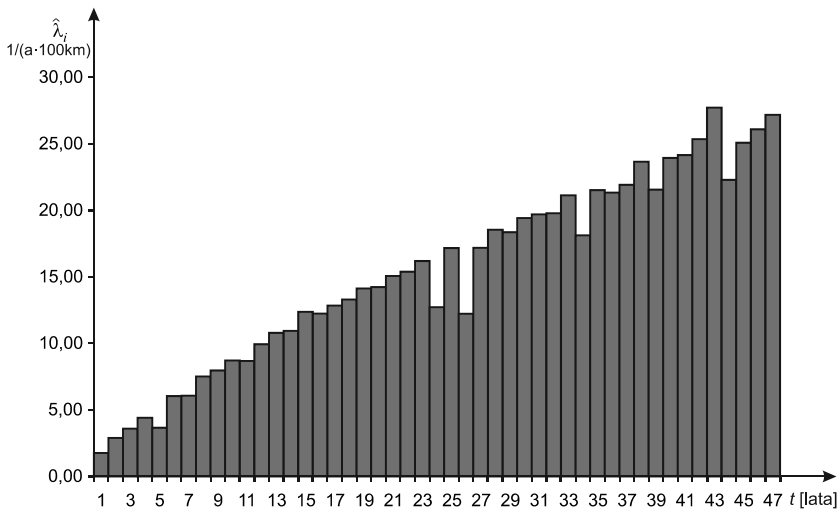
Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami linii napowietrznych SN zestawiono w tabeli 3.45.

Tabela 3.45. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia linii napowietrznych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
k_d	2542,57	2559,00	2428,65	2656,48	Wykład.	$\lambda = 0,00039$	$\chi^2 = 2,33 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 1,061 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	95668,19	118752,02	90144,62	101191,75	Wykład.	$\lambda = 10,45 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 5,76 < \chi^2_\alpha = 5,89$ $\lambda = 1,267 < \lambda_\alpha = 1,358$

3.4.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych SN

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości linii napowietrznych SN. Na rysunku 3.34 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii napowietrznych.



Rys. 3.34. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii napowietrznych SN

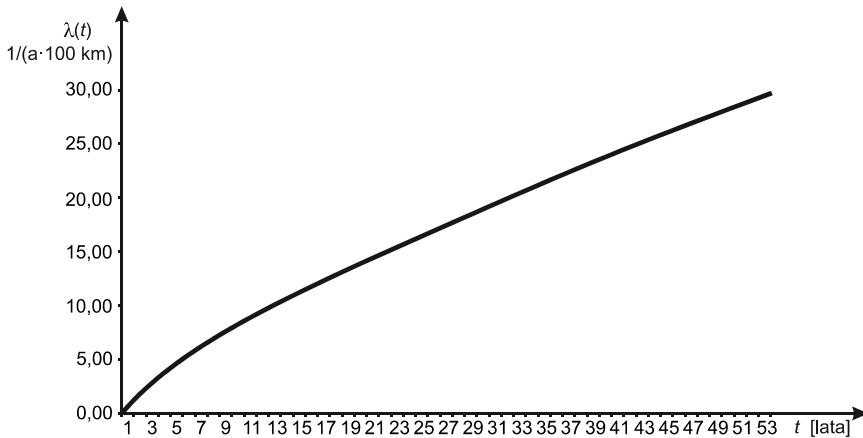
Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,7647$ oraz $b = 15,3329$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 1,4269 \cdot t^{0,7647} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (3.1)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii napowietrznych SN przedstawia rysunek 3.35.



Rys. 3.35. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii napowietrznych SN

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 3.42). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii napowietrznych SN ma postać przedstawioną zależnością (3.1).

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 1 km):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}} \quad (3.2)$$

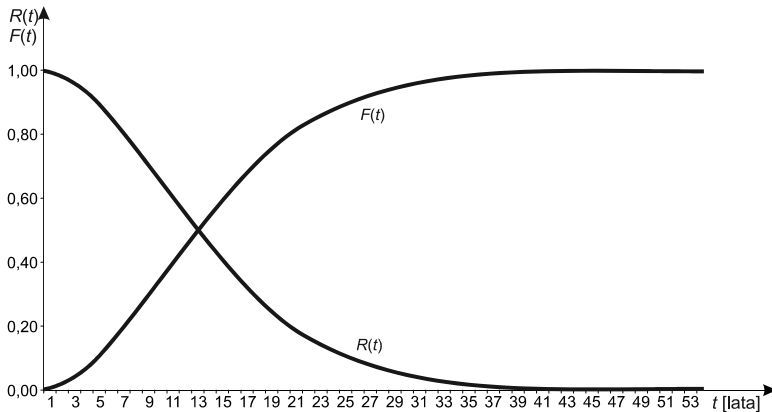
natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}} \quad (3.3)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 3.36.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0143 \cdot t^{0,7647} \cdot e^{-\left(\frac{t}{15,3329}\right)^{1,7647}} \quad (3.4)$$



Rys. 3.36. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawadności $F(t)$ linii napowietrznych SN

3.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych SN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji linii napowietrznych SN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 3.4.3 oraz 3.4.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej linii napowietrznej SN z przewodami o przekroju 70 mm^2 : $K_{no} = 110000,00 \text{ PLN/km}$ (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii),
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 2542,57 \text{ PLN}$,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41 \text{ PLN/kWh}$,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22 \text{ PLN/kWh}$,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych z linii napowietrznych SN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70 \text{ PLN/kWh}$,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii napowietrznej SN: $\Delta A = 8567,60 \text{ kWh}$.

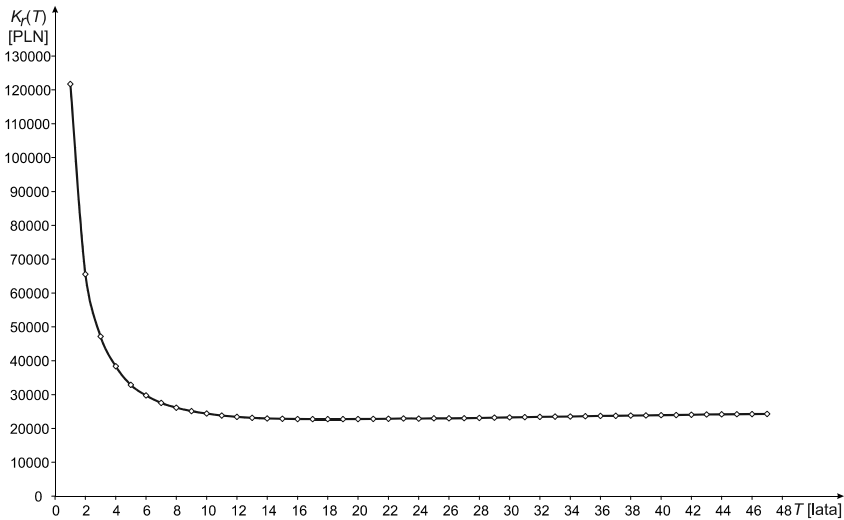
W tabeli 3.46 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii napowietrznych SN w funkcji lat eksploatacji, dla funkcji intensywności przedstawionej w rozdziale 3.4.4 oraz przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

Tabela 3.46. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii napowietrznej średniego napięcia przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot \text{km}}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0176	1,0800	1,0000	121742
2	0,0290	0,5608	0,4808	65537
3	0,0359	0,3880	0,3080	47193
4	0,0441	0,3019	0,2219	38353
5	0,0366	0,2505	0,1705	32856
6	0,0604	0,2163	0,1363	29751
7	0,0606	0,1921	0,1121	27550
8	0,0752	0,1740	0,0940	26139
9	0,0796	0,1601	0,0801	25110
10	0,0871	0,1490	0,0690	24380
11	0,0868	0,1401	0,0601	23785
12	0,0993	0,1327	0,0527	23405
13	0,1080	0,1265	0,0465	23154
14	0,1095	0,1213	0,0413	22952
15	0,1237	0,1168	0,0368	22867
16	0,1224	0,1130	0,0330	22786
17	0,1284	0,1096	0,0296	22746
18	0,1330	0,1067	0,0267	22731
19	0,1412	0,1041	0,0241	22751
20	0,1423	0,1019	0,0219	22773
21	0,1507	0,0998	0,0198	22820
22	0,1538	0,0980	0,0180	22871
23	0,1620	0,0964	0,0164	22939
24	0,1273	0,0950	0,0150	22914
25	0,1716	0,0937	0,0137	22992
26	0,1223	0,0925	0,0125	22960
27	0,1719	0,0914	0,0114	23025
28	0,1855	0,0905	0,0105	23108
29	0,1836	0,0896	0,0096	23180
30	0,1943	0,0888	0,0088	23262
31	0,1971	0,0881	0,0081	23340
32	0,1979	0,0875	0,0075	23412
33	0,2113	0,0869	0,0069	23493
34	0,1812	0,0863	0,0063	23535
35	0,2152	0,0858	0,0058	23607
36	0,2134	0,0853	0,0053	23671
37	0,2192	0,0849	0,0049	23735
38	0,2366	0,0845	0,0045	23806
39	0,2156	0,0842	0,0042	23857

1	2	3	4	5
40	0,2394	0,0839	0,0039	23919
41	0,2416	0,0836	0,0036	23977
42	0,2535	0,0833	0,0033	24038
43	0,2772	0,0830	0,0030	24105
44	0,2229	0,0828	0,0028	24142
45	0,2509	0,0826	0,0026	24187
46	0,2609	0,0824	0,0024	24234
47	0,2718	0,0822	0,0022	24280

Na rysunku 3.37 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii napowietrznej SN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



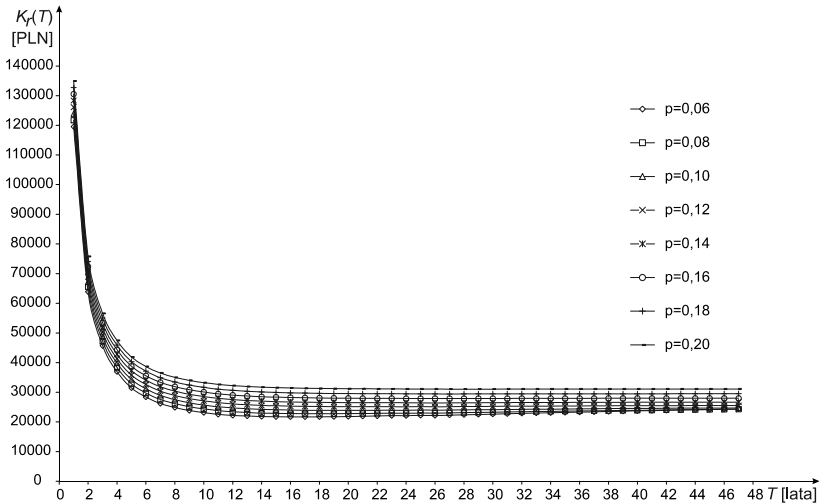
Rys. 3.37. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej SN w zależności od lat jej eksploatacji przy $p = 0,08$

Analizując dane z tabeli 3.46 oraz rysunek 3.37 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 18 lat. Oznacza to, iż linia SN powinna zostać zastąpiona nową na końcu 18 roku eksploatacji. W związku z powyższym, w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 18 lat, należy się zastanowić, czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

Powyższą analizę przeprowadzono dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 3.38 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania linii dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 2542,57$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 8567,60$ kWh.

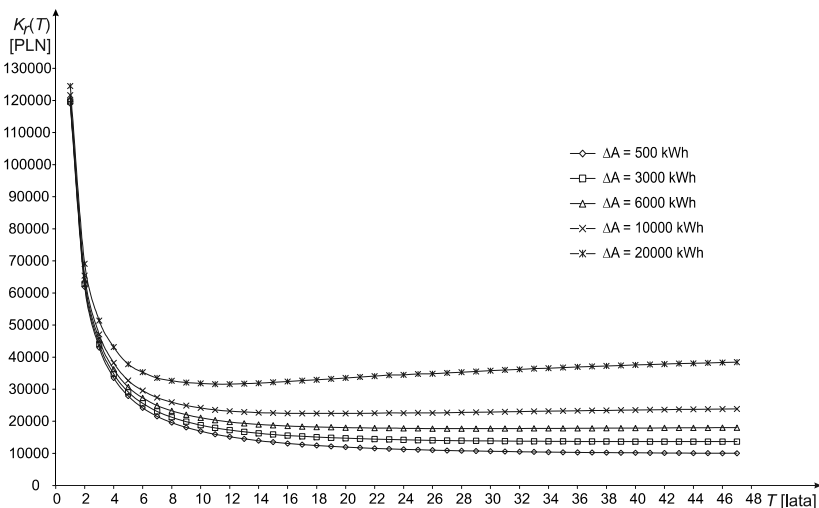
Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksplo-

atacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 17$ lat, dla $p = 0,14$ wynosi $T = 22$ lata, natomiast dla $p = 0,20$ wzrasta do $T = 29$ lat.



Rys. 3.38. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

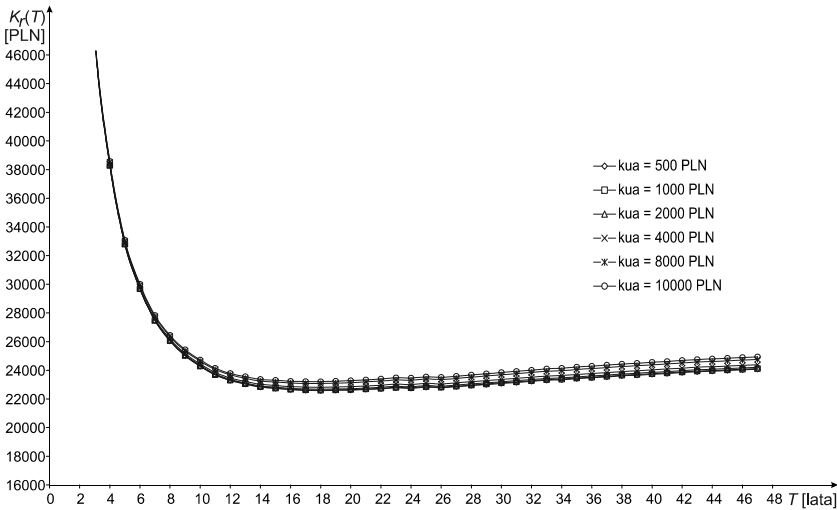
Ważnym parametrem charakteryzującym awarie linii napowietrznych SN jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzono analizę wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 2542,57$ PLN przedstawiono na rysunku 3.39.



Rys. 3.39. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA przypadającej na jedną awarię

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 3000$ kWh wartość ta wynosi $T = 46$ lat, dla $\Delta A = 6000$ kWh wynosi $T = 27$ lat, natomiast dla $\Delta A = 20000$ kWh wynosi $T = 11$ lat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji linii jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 3.40 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji linii napowietrznej SN w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 8567,60$ kWh.



Rys. 3.40. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

Dla wszystkich analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji linii napowietrznych SN wyniósł 18 lat. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji linii napowietrznych SN.

3.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii napowietrznych SN

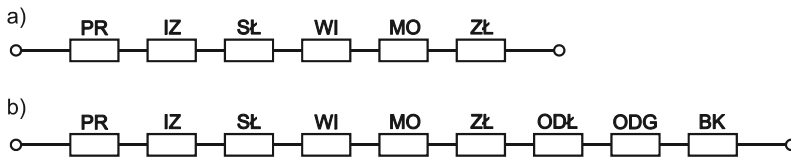
W niniejszym rozdziale wyznaczono parametry niezawodnościowe linii napowietrznych SN na drodze obliczeniowej, a także jako wynik symulacji z zastosowaniem programu komputerowego działającego w oparciu o terminy rozszerzonych sieci Petriego. Analizy przeprowadzono z wykorzystaniem wskaźników zawartych w rozdziale 3.3.3.

Obliczenia oraz symulacje zostaną przeprowadzone dla dwóch wariantów linii napowietrznych średniego napięcia: wariant 1 – linia zawierająca jedynie elementy podstawowe, tzn. przewody robocze, izolatory, konstrukcje wsporcze, wiązałki

oraz mostki, wariant 2 – linia z elementami podstawowymi doposażona w odłączniki, odgromniki oraz kondensatory szeregowo.

Analiza w oparciu o metodę średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii

Metoda średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii wymaga znajomości średnich wartości powyższych wskaźników dla poszczególnych elementów składowych rozważanego obiektu, ale także określenia schematu zawodnościowego rozważanego obiektu. Modele zawodnościowe linii napowietrznej średniego napięcia przedstawia rysunek 3.41.



Rys. 3.41. Modele zawodnościowe linii napowietrznej średniego napięcia: a) bez urządzeń dodatkowych, b) wyposażonej w odłączniki, odgromniki oraz baterie kondensatorów (PR – przewody robocze linii, IZ – izolatory, SŁ – słupy, WI – wiązałki, MO – mostki, ZŁ – złączki, ODŁ – odłączniki, ODG – odgromniki, BK – baterie kondensatorów)

Linie napowietrzne posiadają strukturę zawodnościową szeregową. Uszkodzenie dowolnego urządzenia, powoduje niesprawność całej linii.

Średnie współczynniki zawodności poszczególnych urządzeń linii wyznaczono w rozdziale 3.3.3. Na ich podstawie przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych, przedstawionych na rysunku 3.41 wariantów linii napowietrznych. Ich wyniki zestawiono w tabelach 3.47–3.49.

Tabela 3.47. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii linii napowietrznych SN

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania linii w stanie awarii
---	---	[h]	$[1/(a \cdot 100 \text{ km})]$	$[1/100 \text{ km}]$	$[1/100 \text{ km}]$	$[h/(a \cdot 100 \text{ km})]$
1.	Wariant 1	10,28	11,5259	$13,35 \cdot 10^{-3}$	0,986650692	116,94
2.	Wariant 2	10,17	12,6404	$14,46 \cdot 10^{-3}$	0,98554207	126,65

Tabela 3.48. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych średniego napięcia

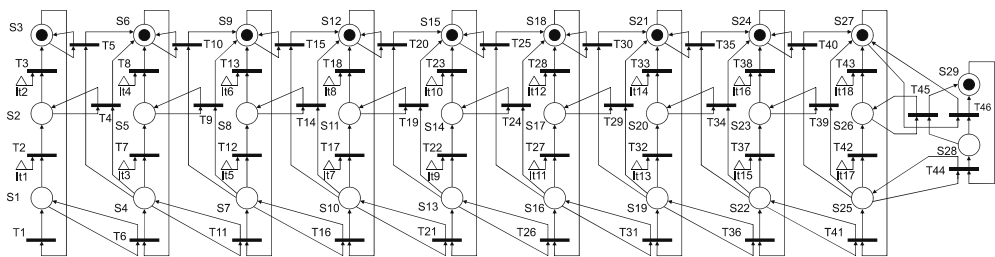
Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania linii w stanie wyłączenia	<i>u</i>	<i>k</i>
---	---	[h]	$[1/(a \cdot 100 \text{ km})]$	$[1/100 \text{ km}]$	$[1/100 \text{ km}]$	$[h/(a \cdot 100 \text{ km})]$		
1.	Wariant 1	7,95	11,2516	$10,11 \cdot 10^{-3}$	0,98989202	88,55	0,98	0,76
2.	Wariant 2	7,99	12,3012	$11,10 \cdot 10^{-3}$	0,98890383	97,20	0,97	0,77

Tabela 3.49. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych średniego napięcia

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Współczynnik niezawadności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii linii SN
---	---	[h]	[1/(a-100 km)]	[1/100 km]	[1/100 km]	[h/(a-100 km)]
1.	Wariant 1	4,76	10,4734	$5,66 \cdot 10^{-3}$	0,99434463	49,54
2.	Wariant 2	5,01	11,4522	$6,51 \cdot 10^{-3}$	0,99348689	57,05

Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń i elementów linii (rozdz. 3.3.3), przeprowadzono symulację stanów niezawadnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych linii napowietrznych SN. W tym celu opracowano modele w/w linii w terminach rozszerzonych sieci Petriego. Schemat linii napowietrznej z pełnym wyposażeniem, w terminach rozszerzonych sieci Petriego przedstawia rysunek 3.42.



Rys. 3.42. Model linii napowietrznej średniego napięcia w terminach rozszerzonych sieci Petriego

Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 3.42, związane są następujące warunki pracy linii:

- S1 – przewody robocze pracują poprawnie,
- S2 – przewody robocze są uszkodzone,
- S3 – przewody robocze są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S4 – izolatory pracują poprawnie,
- S5 – izolatory są uszkodzone,
- S6 – izolatory są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S7 – konstrukcje wsporcze (słupy) pracują poprawnie,
- S8 – konstrukcje wsporcze (słupy) są uszkodzone,
- S9 – konstrukcje wsporcze (słupy) są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S10 – wiązalki pracują poprawnie,
- S11 – wiązalki są uszkodzone,

- S12 – wiązalki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S13 – mostki pracują poprawnie,
- S14 – mostki są uszkodzone,
- S15 – mostki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S16 – złączki pracują poprawnie,
- S17 – złączki są uszkodzone,
- S18 – złączki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S19 – odłączniki pracują poprawnie,
- S20 – odłączniki są uszkodzone,
- S21 – odłączniki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S22 – odgromniki pracują poprawnie,
- S23 – odgromniki są uszkodzone,
- S24 – odgromniki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S25 – kondensatory pracują poprawnie,
- S26 – kondensatory są uszkodzone,
- S27 – kondensatory są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S28 – linia jest zdatna (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców),
- S29 – linia jest niezdatna (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców).

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji linii (bez oraz z uwzględnieniem odłączników, odgromników oraz kondensatorów) oraz dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 3.3.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Otrzymane wyniki przedstawiono w tabelach 3.50-3.53.

Tabela 3.50. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[a]	[a]			
---	---	[a]	[a]	[a]	[a]	---	---	---
1.	Wariant 1	16,28	10,13	15,65	16,92	Weibulla	b = 19,4897 v = 1,4572	$\chi^2 = 2,64 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,183 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Wariant 2	12,97	6,30	12,58	13,35	Normalny	m = 12,9681 $\sigma = 6,3028$	$\chi^2 = 5,04 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,036 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.51. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii napowietrznych SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Peitrego

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---						---	---	---
1.	Wariant 1	10,72	13,44	9,88	9,82	$11,87 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,8251 σ = 1,0343	$\chi^2 = 3,99 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1206 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Wariant 2	10,47	13,25	9,66	10,36	$12,23 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,8526 σ = 0,9783	$\chi^2 = 3,37 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,127 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.52. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Peitrego

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---						---	---	---
1.	Wariant 1	8,72	10,96	7,96	7,98	$7,88 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,6745 σ = 0,9709	$\chi^2 = 2,12 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,064 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Wariant 2	8,34	9,48	7,73	9,21	$8,69 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 6,6472 v = 0,8563	$\chi^2 = 4,76 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,934 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.53. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych SN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

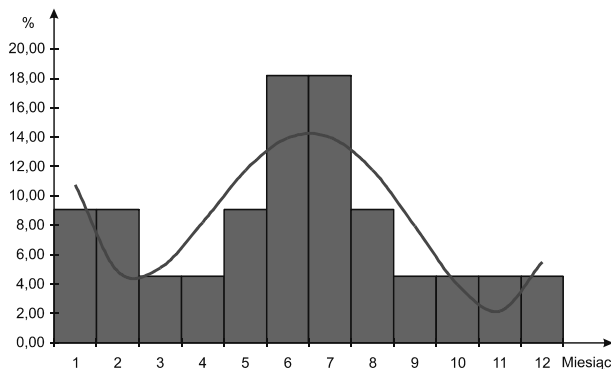
Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	--	--	--
1.	Wariant 1	5,78	5,54	5,38	6,17	7,51	$4,93 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 4,6724$ $v = 0,9241$	$\chi^2 = 4,49 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,943 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Wariant 2	5,46	5,22	5,12	5,80	9,01	$5,58 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1831$	$\chi^2 = 2,09 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,851 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

3.5. Analiza niezawodności linii napowietrznych izolowanych SN

W rozdziale przedstawiono wyniki wstępnej analizy niezawodności linii napowietrznych izolowanych SN. Autor miał wątpliwości, co do celowości zamieszczenia wyników niniejszej analizy, ze względu na małą liczbę awarii linii napowietrznych izolowanych, co skutkuje małą próbą statystyczną do badań. Ponadto wszystkie zaistniałe awarie spowodowane były czynnikami zewnętrznymi, tzn. brak było przypadków uszkodzenia linii spowodowanych procesami starzeniowymi. Ze względu jednak na brak w krajowej literaturze wyników tego typu analiz oraz biorąc pod uwagę, iż opracowanie dotyczy niezawodności eksploatacyjnej urządzeń, podjął decyzję o zamieszczeniu otrzymanych wskaźników niezawodnościowych w niniejszej pracy.

3.5.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych izolowanych SN

Na rysunku 3.43 przedstawiono w postaci histogramu częstość uszkodzeń linii napowietrznych izolowanych SN w poszczególnych miesiącach roku.



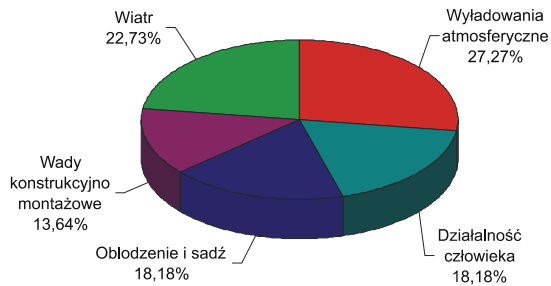
Rys. 3.43. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych izolowanych SN

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych izolowanych SN, przedstawionej na rysunku 3.43 wynoszą: $a = 0,0328$; $b = -0,8699$; $c = 7,4595$; $d = -22,6613$; $e = 26,7906$. Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,80$.

Najwięcej awarii linii napowietrznych izolowanych SN zaobserwowano w miesiącach letnich (czerwiec, lipiec) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, luty). W okresie letnim wystąpiło 8 awarii, co stanowi 36,36% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiły 4 awarie, co stanowi 18,18% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii izolowanych kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych izolowanych SN są wyładowania atmosferyczne, które spowodowały około 27,27% wszystkich uszko-

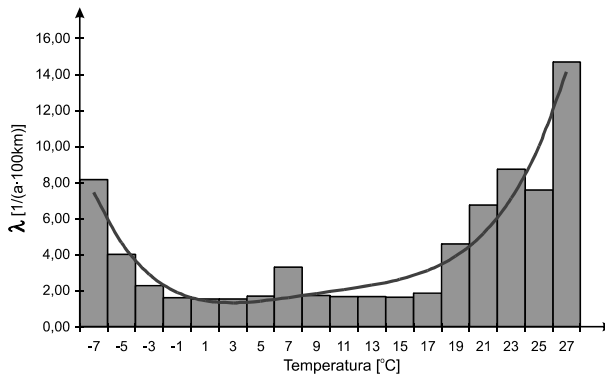
dzeń. Drugą przyczyną jest wiatr, który spowodował około 22,73% wszystkich uszkodzeń linii izolowanych. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii linii izolowanych SN w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 3.44.



Rys. 3.44. Procentowy udział przyczyn awarii linii napowietrznych izolowanych SN

3.5.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych izolowanych SN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii linii napowietrznych izolowanych SN. Intensywność awarii linii w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 3.45.



Rys. 3.45. Zależność intensywności awarii linii napowietrznych izolowanych SN od temperatury otoczenia

Funkcja aproksymacyjna częstości uszkodzeń przedstawiona na rysunku 3.45 jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w niej temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii linii izolowanych w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: $a = 103,80 \cdot 10^{-6}$; $b = -3864,85 \cdot 10^{-6}$; $c = 54244,79 \cdot 10^{-6}$; $d = -0,2268$; $e = 1,6280$. Współczynnik korelacji funkcji teoretycznej z danymi empirycznymi wynosi $r = 0,96$.

3.5.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych izolowanych SN

Oceny podstawowych parametrów niezawodnościowych linii napowietrznych izolowanych średniego napięcia dokonano na podstawie danych empirycznych pochodzących z ich eksploatacji. Przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 3.54-3.56.

Tabela 3.54. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych izolowanych SN (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	---	---	---
1.	23,36	Weibulla	$b = 25,3498$ $v = 1,3127$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(10, 9) = 9;$ $l_0 = 9 > 4 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 4)$

Tabela 3.55. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia linii napowietrznych izolowanych SN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,40	4,79	8,27	12,52	2,6457	$3,13 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,2442$ $\sigma = 0,4546$	---
t_{wa}	8,08	4,80	5,90	10,27	2,5255	$2,32 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 8,5289$ $v = 1,9427$	---
t_p	3,64	2,40	2,52	4,76	2,4052	$1,00 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,2747$	$\chi^2 = 0,607 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,717 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.56. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych izolowanych SN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1249,55	1025,86	794,71	1704,39	Wykład.	$\lambda = 0,0008$	$\chi^2 = 0,196 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,878 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla linii napowietrznych izolowanych SN: $u = 0,95$, $k = 0,74$.

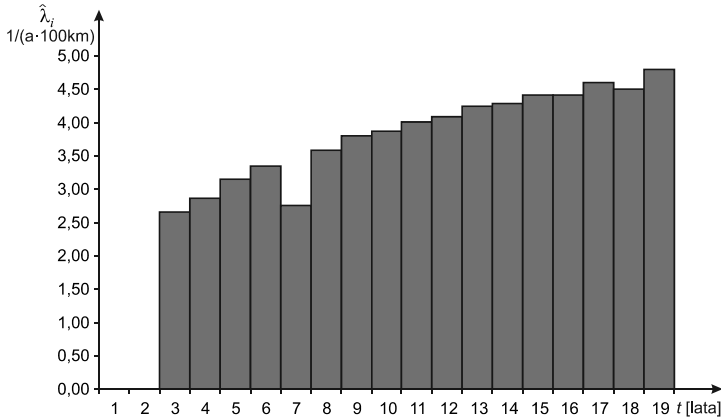
Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami linii napowietrznych izolowanych SN zestawiono w tabeli 3.57.

Tabela 3.57. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia linii napowietrznych izolowanych SN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2802,16	750,28	2469,51	3134,81	Normalny	$m = 2802,16$ $\sigma = 750,28$	--- $\lambda = 0,398 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	14719,65	12084,61	9361,63	20077,66	Wykład.	$\lambda = 68 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 0,494 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,881 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

3.5.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych izolowanych SN

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości izolowanych linii napowietrznych SN. Na rysunku 3.46 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii tych linii.



Rys. 3.46. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii izolowanych linii napowietrznych SN

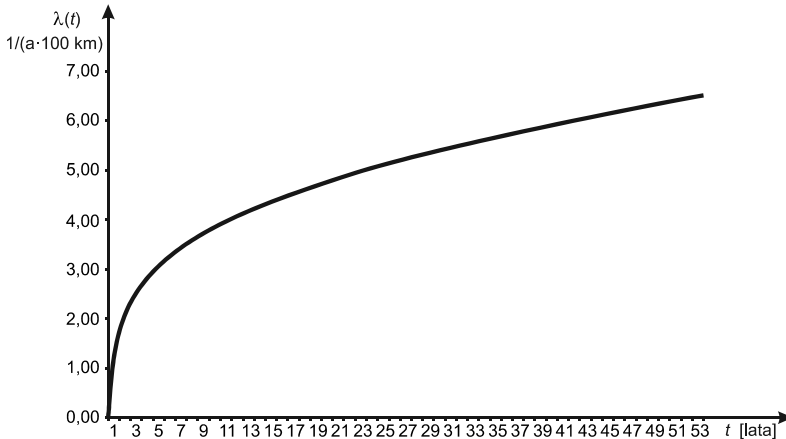
Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii izolowanych linii napowietrznych SN podlega rozkładowi Weibulla (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,3127$ oraz $b = 25,3498$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii izolowanych linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 1,8844 \cdot t^{0,3127} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (3.5)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii izolowanych linii napowietrznych SN przedstawia rysunek 3.47.



Rys. 3.47. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ izolowanych linii napowietrznych SN

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 3.54). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii izolowanych linii napowietrznych SN ma postać przedstawioną zależnością (3.5).

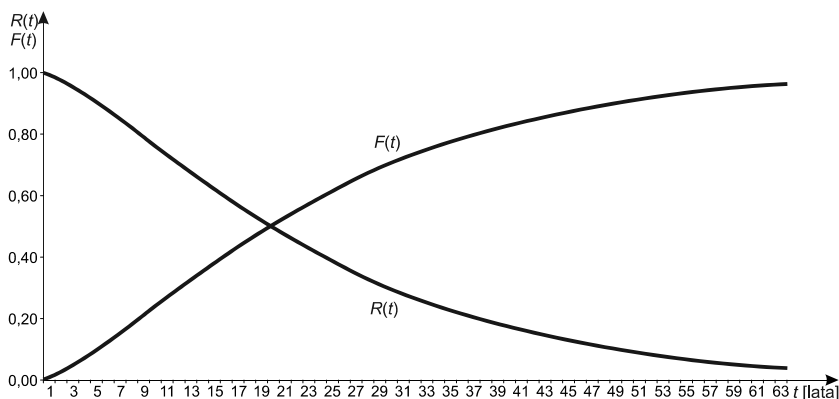
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 1 km):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} \quad (3.6)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} \quad (3.7)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 3.48.



Rys. 3.48. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ izolowanych linii napowietrznych SN

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolowanych linii napowietrznych SN, przyjmuje postać:

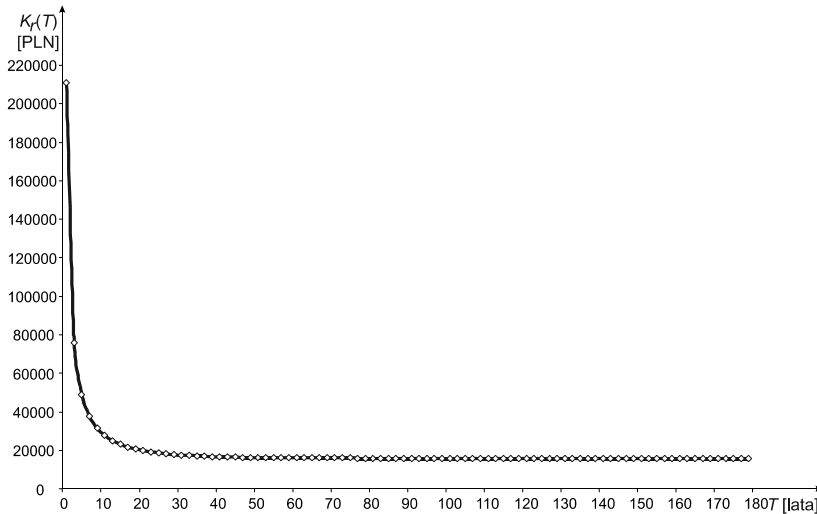
$$f(t) = 0,0188 \cdot t^{0,3127} \cdot e^{-\left(\frac{t}{25,3498}\right)^{1,3127}} \quad (3.8)$$

3.5.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji izolowanych linii napowietrznych SN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji izolowanych linii napowietrznych SN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 3.5.3 oraz 3.5.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej linii napowietrznej izolowanej SN z przewodami o przekroju 70 mm^2 : $K_{no} = 195000,00 \text{ PLN/km}$ (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii),
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 2802,16 \text{ PLN}$,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41 \text{ PLN/kWh}$,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22 \text{ PLN/kWh}$,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych z linii napowietrznych izolowanych SN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70 \text{ PLN/kWh}$,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii napowietrznej izolowanej SN: $\Delta A = 1249,55 \text{ kWh}$.

Na rysunku 3.49 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania izolowanych linii napowietrznych SN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 3.49. Średni roczny koszt użytkowania 1 km izolowanej linii napowietrznej SN w zależności od lat jej eksploatacji przy $p = 0,08$

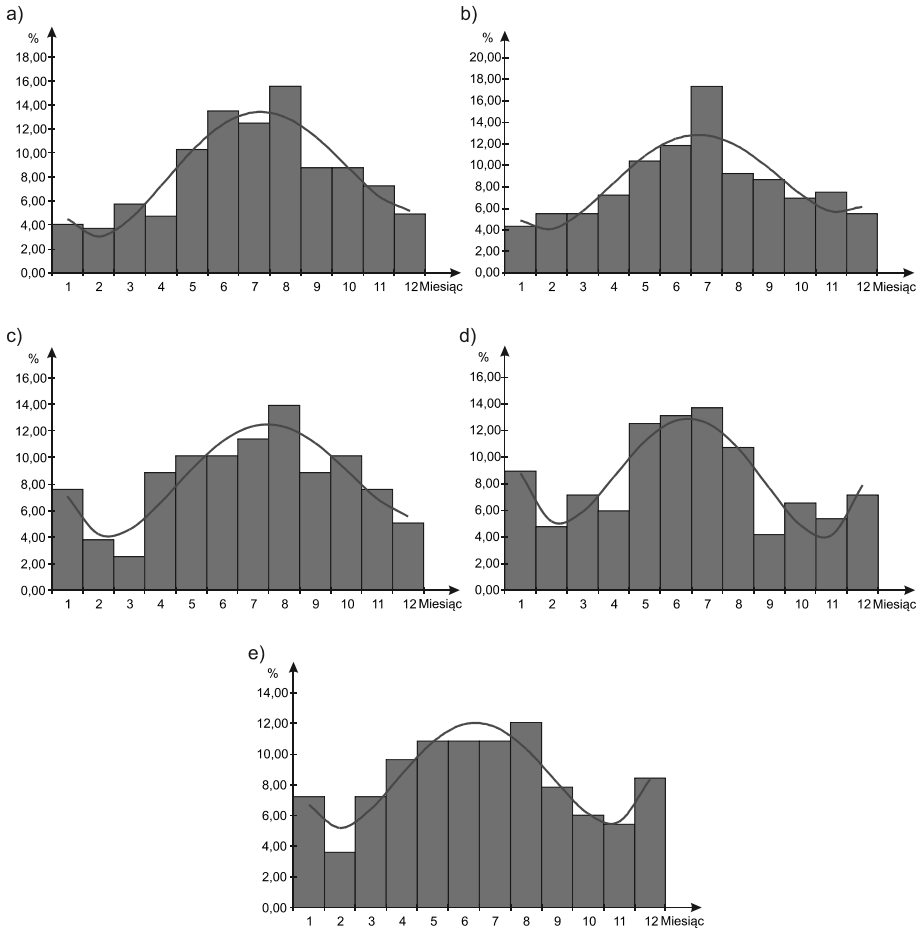
Na podstawie przeprowadzonych analiz otrzymano uzasadniony ekonomicznie czas eksploatacji izolowanych linii napowietrznych SN wynoszący 169 lat. Oznacza to, iż linia izolowana SN powinna zostać zastąpiona nową w końcu 169 roku eksploatacji. Jest to czas bardzo długi. Linie są w całości wymieniane lub poddawane generalnym remontom przed upływem tego czasu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej linii izolowanej SN powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Optymalną strategią użytkowania napowietrznych linii izolowanych SN jest więc ciągle dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości, który dopiero determinuje konieczność likwidacji linii lub jej wymiany na nową.

3.6. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych SN

W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych SN. Ze względu na zróżnicowane cechy i właściwości niezawodnościowe kabli wykonanych z izolacji różnego typu, ich analiza została przeprowadzona rozłącznie. Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.

3.6.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na rysunku 3.50 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń kabli elektroenergetycznych średniego napięcia oraz ich osprzętu w poszczególnych miesiącach roku. Rysunek ten przedstawia także funkcje aproksymacyjne częstości awarii.



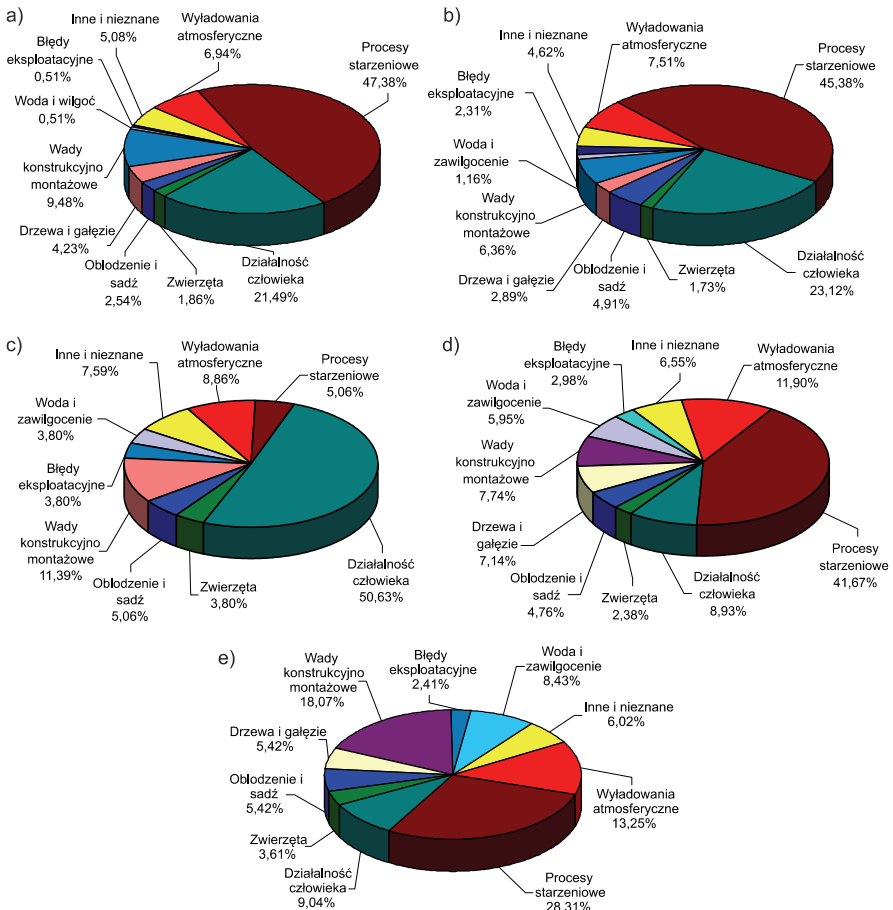
Rys. 3.50. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń elektroenergetycznych linii kablowych SN oraz ich osprzętu: a) kabli elektroenergetycznych o izolacji papierowo-olejowej, b) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenu (PE), c) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE), d) głowic kablowych, e) muf kablowych

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii linii kablowych SN oraz ich osprzętu, przedstawionych na rysunku 3.50, zawiera tabela 3.58. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 3.58. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii linii kablowych SN i ich osprzętu oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Kable o izolacji papierowo-olejowej	0,0140	-0,3939	3,4501	-9,2421	10,6667	0,93
Kable o izolacji polietylenowej	0,0149	-0,3944	3,2176	-7,9069	9,9441	0,86
Kable o izolacji z polietylenu usieciowanego	0,0129	-0,3779	3,5335	-10,9942	14,9054	0,90
Główce kablowe	0,0256	-0,6617	5,4954	-15,8508	19,7751	0,88
Mufy kablowe	0,0179	-0,4537	3,6314	-9,4856	12,9822	0,93

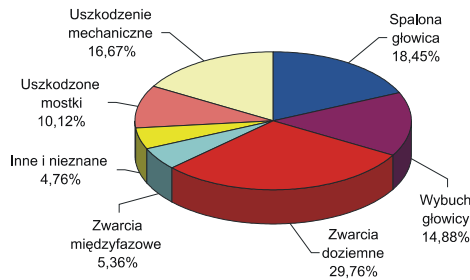
Na rysunku 3.51 przedstawiony został procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy kabli oraz ich osprzętu.



Rys. 3.51. Procentowy udział przyczyn awarii linii kablowych SN oraz ich osprzętu: a) kabli elektroenergetycznych o izolacji papierowo-olejowej, b) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenu (PE), c) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE), d) głowic kablowych, e) muf kablowych

Uszkodzenia kabli średniego napięcia, polegają najczęściej na powstaniu zwarcé doziemnych lub międzyfazowych. Może się to odbywać na drodze mechanicznej (uszkodzenie kabla w wyniku prac ziemnych, uszkodzenie przez gryzonie, uszkodzenie przez drzewa, gałęzie i sadz na podejściach kabli do stacji lub konstrukcji wsporczych), ale także w wyniku procesów starzeniowych (stopniowe osłabienie izolacji prowadzące do jej przebicia). W przypadku kabli o izolacji z polietylenu uszkodzenia polegają najczęściej na powstaniu zwarcé doziemnych lub międzyfazowych w wyniku tzw. drzewienia izolacji. Liczne uszkodzenia są skutkiem niewłaściwego ułożenia kabla i polegają na jego przemieszczaniu się względem miejsca pierwotnej lokalizacji w wyniku oddziaływania sił zewnętrznych, co skutkuje jego zniszczeniem mechanicznym.

Uszkodzenie głowic kablowych polega najczęściej na powstaniu zwarcé doziemnych lub międzyfazowych. Znaczna liczba awarii polega na ich całkowitym zniszczeniu w wyniku spalenia lub wybuchu. Procentowy podział wszystkich uszkodzeń głowic przedstawia rysunek 3.52.



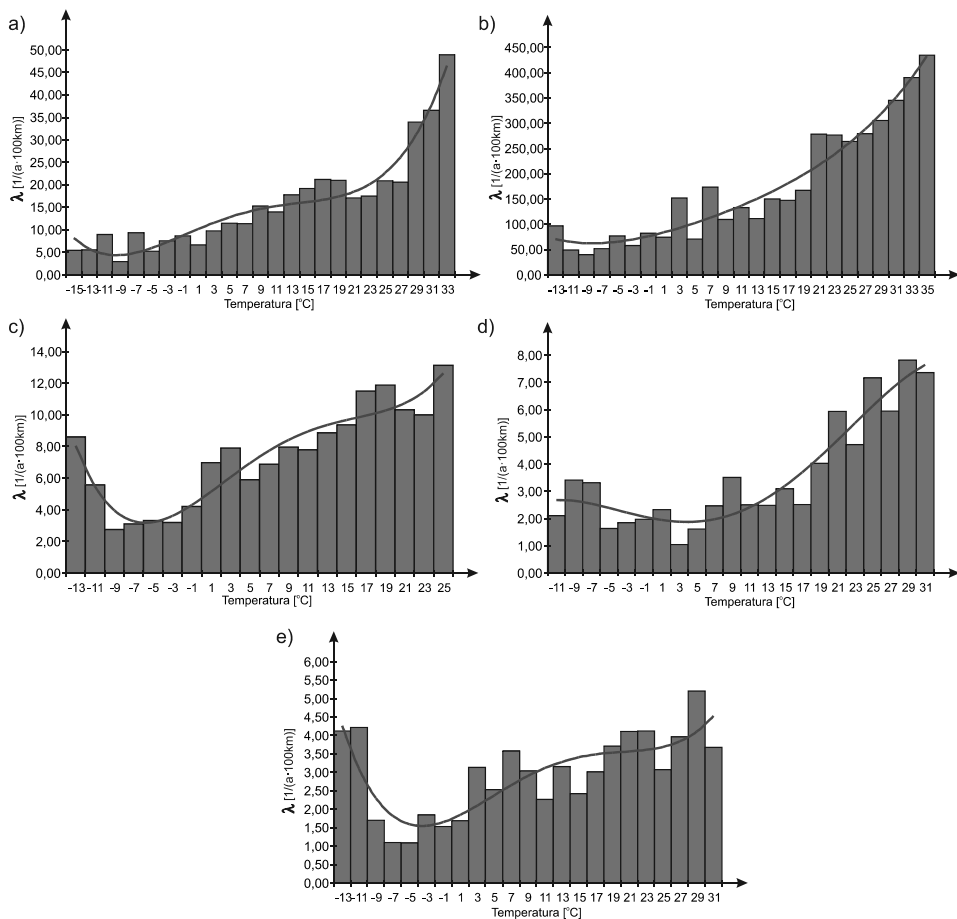
Rys. 3.52. Procentowy udział skutków awarii głowic kablowych SN

Uszkodzenie muf polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (rozszerzenie, rozerwanie) lub elektrycznym (zwarcie). Liczne są także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscu połączenia kabli. W przypadku uszkodzenia mechanicznego skutkiem może być jedynie przerwanie ciągłości obwodu elektrycznego, częściej jednak występują zwarcia doziemne lub międzyfazowe.

3.6.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania uszkodzeń kabli średniego napięcia oraz ich osprzętu. Intensywność awarii w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 3.53.

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 3.53, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii kabli SN oraz ich osprzętu w funkcji temperatury otoczenia, zawiera tabela 3.59. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.



Rys. 3.53. Zależność intensywności awarii linii kablowych SN oraz ich osprzętu od temperatury otoczenia: a) kabli elektroenergetycznych o izolacji papierowo-olejowej, b) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenem (PE), c) kabli elektroenergetycznych o izolacji z polietylenem usieciowanego (XLPE), d) głowic kablowych, e) muf kablowych

Tabela 3.59. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii linii kablowych SN i ich osprzętu w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[---]	[---]	
Kable o izolacji papierowo-olejowej	79,78	-2740,74	8695,49	0,7343	7,9885	0,97
Kable o izolacji polietylenowej	137,43	-4153,80	157472,71	3,7776	80,0054	0,97
Kable o izolacji z polietylenem usieciowanego	60,86	-3206,94	45978,96	0,1985	3,3651	0,94
Głowice kablowe	-10,54	392,23	5782,75	-0,0599	2,0001	0,94
Mufy kablowe	16,07	-808,36	9335,69	0,0987	1,7427	0,81

3.6.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla kabli elektroenergetycznych SN oraz ich osprzętu.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami w/w kabli.

Kable elektroenergetyczne o izolacji papierowo-olejowej (kable tradycyjne)

Kable średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). W razie potrzeby instalowane są mufy łączeniowe. Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment kabla. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii kablowej.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.60–3.62.

Tabela 3.60. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	9,97	Weibulla	b = 10,9038 v = 1,3712	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(21, 31) = 21$; $l_0 = 21 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 3.61. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	17,05	16,32	15,74	18,37	12,6485	$24,03 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 2,4081 $\sigma = 0,9731$	$\chi^2 = 2,31 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,942 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	14,75	14,44	13,58	15,93	12,4345	$20,51 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0678$	$\chi^2 = 3,97 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,962 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,55	1,97	1,38	1,72	11,4500	$2,02 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = -0,0032 $\sigma = 0,8497$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,861 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.62. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

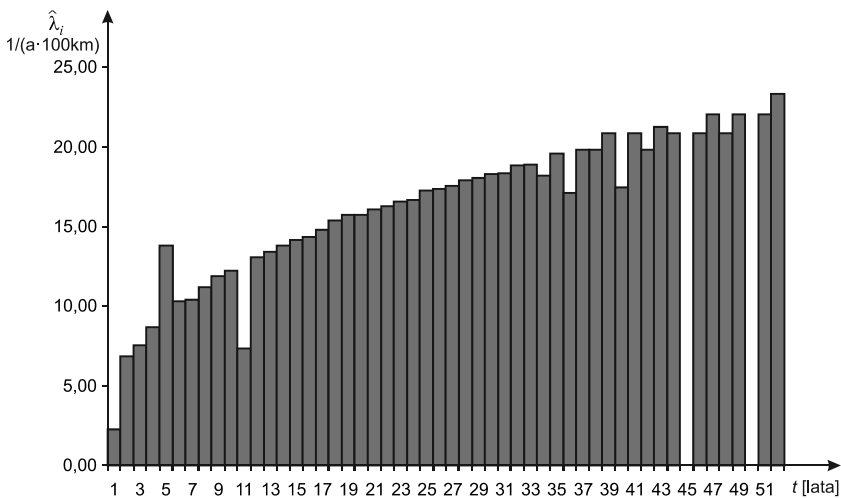
Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	3055,74	3276,81	2777,45	3334,04	Log norm.	$m = 7,5889$ $\sigma = 0,9445$	$\chi^2 = 1,41 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 1,121 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej: $u = 0,98$, $k = 0,85$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej zestawiono w tabeli 3.63.

Tabela 3.63. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	3452,10	2641,21	3238,73	3665,48	Log norm.	$m = 7,9093$ $\sigma = 0,6794$	$\chi^2 = 2,68 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,033 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	34675,97	34145,81	31776,00	37575,94	Wykład.	$\lambda = 28,83 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 2,16 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,987 < \lambda_{\alpha} = 1,358$



Rys. 3.54. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości linii kablowych o izolacji papierowo-olejowej. Na rysunku 3.54 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych papierowo-olejowych.

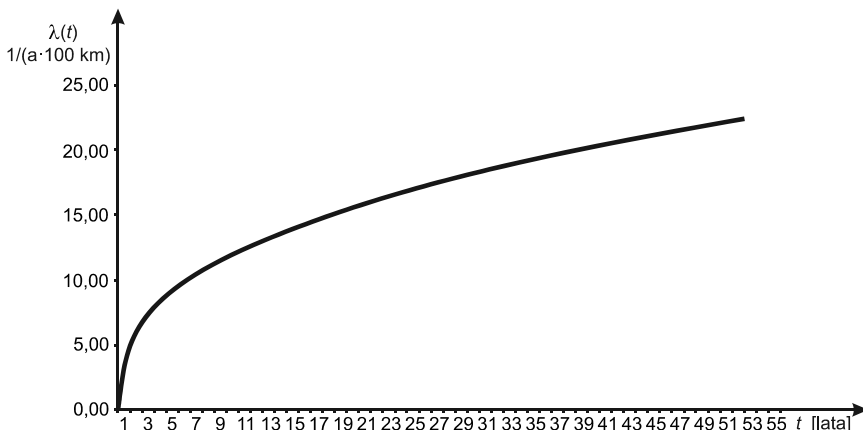
Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,3712$ oraz $b = 10,9038$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 5,1805 \cdot t^{0,3712} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (3.9)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej przedstawia rysunek 3.55.



Rys. 3.55. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 3.60). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej ma postać przedstawioną zależnością (3.9).

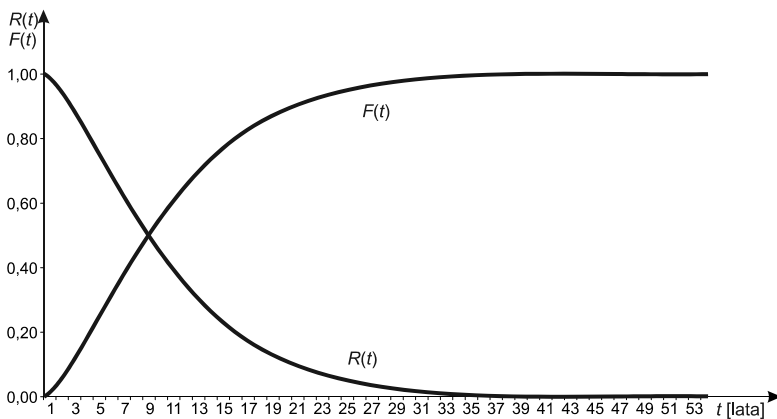
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 1 km):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{10,9038}\right)^{1,3712}} \quad (3.10)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{10,9038}\right)^{1,3712}} \quad (3.11)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 3.56.



Rys. 3.56. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0518 \cdot t^{0,3712} \cdot e^{-\left(\frac{t}{10,9038}\right)^{1,3712}} \quad (3.12)$$

Kable elektroenergetyczne o izolacji z polietylenu (PE)

Kable średniego napięcia o izolacji polietylenowej należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). W razie potrzeby instalowane są mufy łączeniowe. Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment kabla. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii kablowej.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.64–3.66.

Tabela 3.64. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	9,91	Weibulla	b = 11,1316 v = 1,7518	$l_0 = \min(f, f) = \min(19, 22) = 19$; $l_0 = 19 > 13 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 13)$

Tabela 3.65. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	14,93	14,15	13,43	16,42	131,8095	$183,44 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0670$	$\chi^2 = 3,02 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,765 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,27	13,46	11,84	14,70	130,6667	$165,23 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 9,4869 v = 0,6754	$\chi^2 = 3,32 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,740 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,40	1,20	1,27	1,53	126,4762	$19,81 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 0,0432 $\sigma = 0,8013$	$\chi^2 = 4,36 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,243 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.66. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	2664,17	2965,24	2344,03	2984,30	Log norm.	m = 7,4031 $\sigma = 1,0403$	$\chi^2 = 4,05 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,939 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

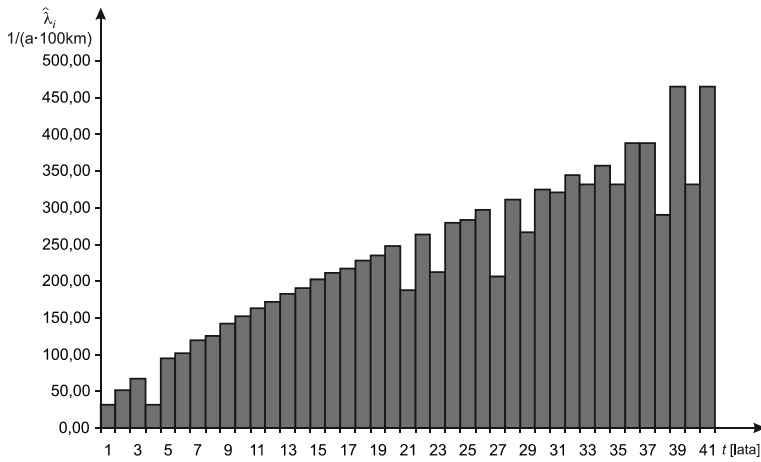
Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej: $u = 0,99$, $k = 0,90$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej zestawiono w tabeli 3.67.

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawadności oraz funkcję trwałości linii kablowych o izolacji polietylenowej. Na rysunku 3.57 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii tych linii kablowych.

Tabela 3.67. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji polietylenowej

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
k_d	2865,73	2229,17	2630,02	3101,44	Log norm.	$m = 7,6922$ $\sigma = 0,7391$	$\chi^2 = 2,00 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,967 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	31383,89	34930,52	27612,73	35155,05	Weibulla	$b = 25648,57$ $v = 0,6358$	$\chi^2 = 2,16 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,987 < \lambda_{\alpha} = 1,358$



Rys. 3.57. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej (PE)

Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $v = 1,7518$ oraz $b = 11,1316$.

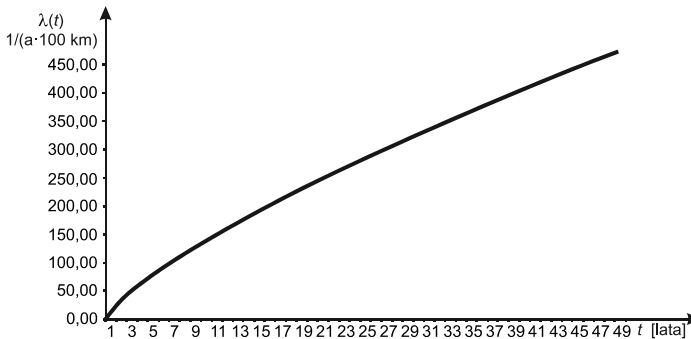
Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 25,7114 \cdot t^{0,7518} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (3.13)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej przedstawia rysunek 3.58.

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 3.64). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$,

nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej ma postać przedstawioną zależnością (3.13).



Rys. 3.58. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej (PE)

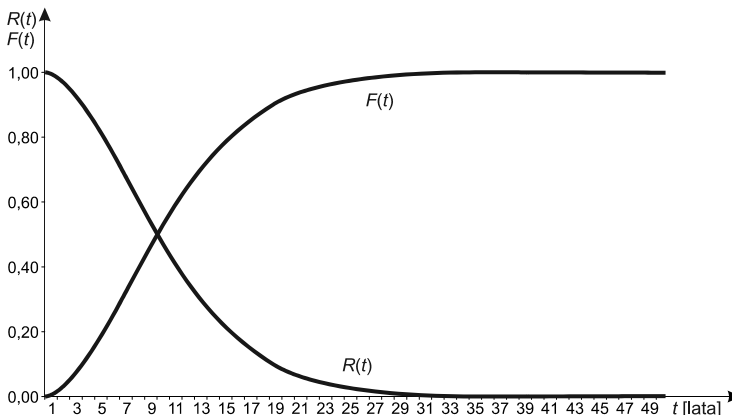
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 100 m):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{11,1316}\right)^{1,7518}} \quad (3.14)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{11,1316}\right)^{1,7518}} \quad (3.15)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 3.59.



Rys. 3.59. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej (PE)

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych średniego napięcia o izolacji polietylenowej, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0257 \cdot t^{0,7518} \cdot e^{-\left(\frac{t}{11,1316}\right)^{1,7518}} \quad (3.16)$$

Kable elektroenergetyczne o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)

Kable średniego napięcia o izolacji z polietylenu XLPE należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). W razie potrzeby instalowane są mufy łączeniowe. Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment kabla. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii kablowej.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.68–3.70.

Tabela 3.68. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	14,21	Weibulla	b = 15,8359 v = 1,5876	$l_0 = \min(t^*, f) = \min(7, 7) = 7$; $l_0 = 7 > 2 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 2)$

Tabela 3.69. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	14,49	13,92	11,37	17,60	6,4622	$10,58 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,1767$ $\sigma = 1,0878$	$\chi^2 = 1,52 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,720 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	12,85	12,85	9,91	15,79	6,2168	$9,04 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0778$	$\chi^2 = 0,757 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,561 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,76	1,72	1,36	2,16	5,9714	$1,20 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,1613$ $\sigma = 0,9177$	$\chi^2 = 1,22 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,704 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.70. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego

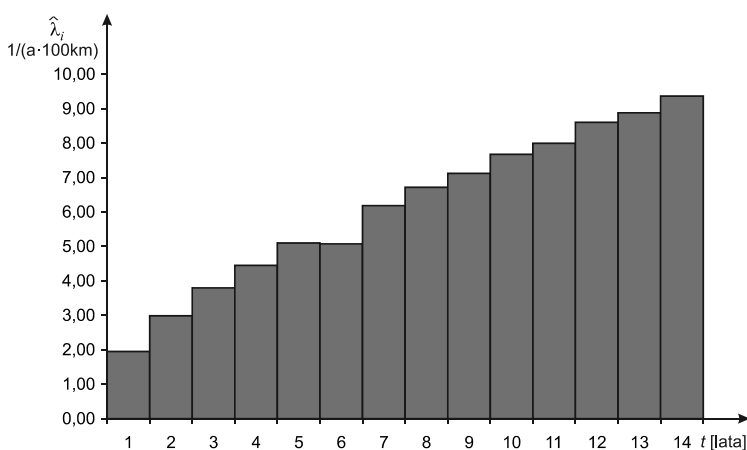
Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	3414,09	3401,20	2620,53	4207,65	Weibulla	b = 3151,32 v = 0,6851	$\chi^2 = 2,33 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,631 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego: $u = 0,96$, $k = 0,85$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego zestawiono w tabeli 3.71.

Tabela 3.71. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kabli średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	2882,64	1913,87	2453,96	3311,33	Log norm.	m = 7,7648 $\sigma = 0,6409$	$\chi^2 = 1,65 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,521 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	39670,00	38969,28	30577,79	48762,20	Wykład.	$\lambda = 25,21 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 1,27 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,965 < \lambda_{\alpha} = 1,358$



Rys. 3.60. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości linii kablowych o izolacji z polietylenu usieciowanego. Ze względu na fakt, iż kable o izolacji z polietylenu usieciowanego wprowadzono do eksploatacji w krajowych sieciach dystrybucyjnych w latach 90. XX wieku, najstarsze pracujące mają obecnie co najwyżej 20 lat. Najstarsze pracujące w rozważanej spółce dystrybucyjnej mają 14 lat. Na rysunku 3.60 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii tych linii kablowych.

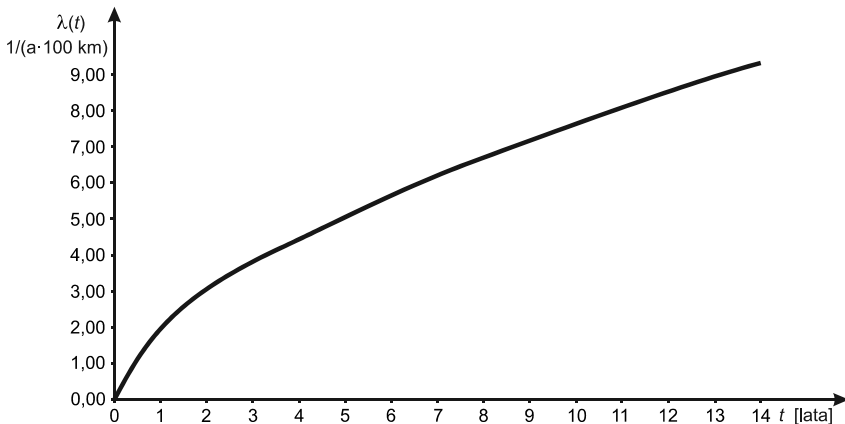
Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,5876$ oraz $b = 15,8359$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 1,9778 \cdot t^{0,5876} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (3.17)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego przedstawia rysunek 3.61.



Rys. 3.61. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 3.68). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego ma postać przedstawioną zależnością (3.17).

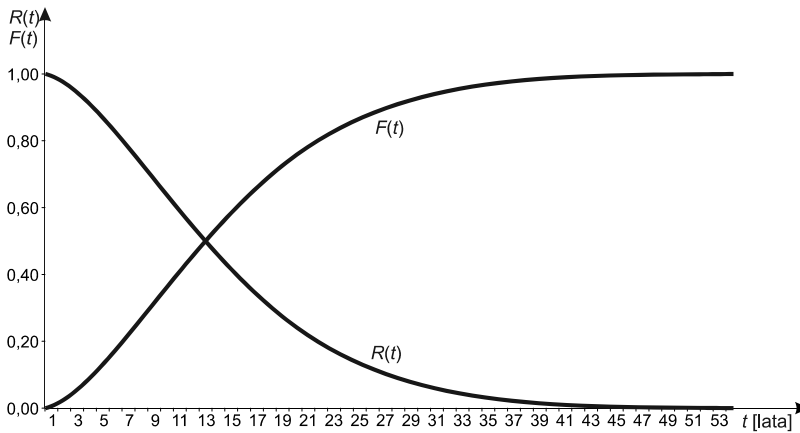
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 1 km):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{15,8359}\right)^{1,5876}} \quad (3.18)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{15,8359}\right)^{1,5876}} \quad (3.19)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 3.62.



Rys. 3.62. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE)

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0198 \cdot t^{0,5876} \cdot e^{-\left(\frac{t}{15,8359}\right)^{1,5876}} \quad (3.20)$$

Głowice kablowe

Głowice kablowe średniego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach uszkodzeń osprzętu, jak np. uszkodzenie mostków, wymieniany jest jedynie osprzęt.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.72–3.74.

Tabela 3.72. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy głowic kablowych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	14,49	Normalny	$m = 14,4881$ $\sigma = 6,6549$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(14, 17) = 14;$ $l_0 = 14 > 9 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 3.73. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	19,51	17,50	16,85	22,18	2,7284	$6,04 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0512$	$\chi^2 = 2,72 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,718 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	18,42	16,86	15,81	21,03	2,6472	$5,54 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0543$	$\chi^2 = 1,13 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,682 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,23	2,75	1,80	2,66	2,5660	$0,65 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 1,4650$ $v = 0,7263$	$\chi^2 = 3,31 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,853 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 3.74. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia głowic kablowych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	3459,59	3576,50	2897,59	4021,59	Weibulla	$b = 2948,14$ $v = 0,8755$	$\chi^2 = 1,75 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,948 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla głowic kablowych średniego napięcia: $u = 0,97$, $k = 0,92$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem głowic kablowych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.75.

Tabela 3.75. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia głowic kablowych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3928,36	2736,50	3511,54	4345,18	Log norm.	$m = 8,0562$ $\sigma = 0,6706$	$\chi^2 = 3,14 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,449 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	36829,93	35347,94	31275,44	42384,42	Log norm.	$m = 10,0771$ $\sigma = 0,9807$	$\chi^2 = 4,45 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,843 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Mufy kablowe

Mufy kablowe średniego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 3.76–3.78.

Tabela 3.76. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy muf kablowych średniego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	12,08	Normalny	$m = 12,0783$ $\sigma = 5,6558$	$l_0 = \min(t, f) = \min(16, 11) = 11$; $l_0 = 11 > 7 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 7)$

Tabela 3.77. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia muf kablowych średniego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	17,54	11,05	15,85	19,24	2,6959	$5,37 \cdot 10^{-3}$	Weibulla $b = 19,8264$ $v = 1,6637$	$\chi^2 = 1,57 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,461 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	15,86	9,60	14,36	17,36	2,5985	$4,68 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 2,5563$ $\sigma = 0,7004$	$\chi^2 = 2,91 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,746 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	2,92	1,86	2,62	3,22	2,4848	$0,83 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 0,8738$ $\sigma = 0,6714$	$\chi^2 = 3,52 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,326 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 3.78. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia muf kablowych średniego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
1.	2298,21	2175,78	1950,68	2645,74	Log norm.	$m = 7,3492$ $\sigma = 0,9218$	$\chi^2 = 2,64 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,160 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla muf w liniach kablowych średniego napięcia: $u = 0,96$, $k = 0,87$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem muf w liniach kablowych średniego napięcia zestawiono w tabeli 3.79.

Tabela 3.79. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia muf w liniach kablowych średniego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
k_d	3954,44	1788,33	3680,38	4228,49	Log norm.	$m = 8,1827$ $\sigma = 0,4568$	$\chi^2 = 2,43 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	27072,92	25630,67	22979,05	31166,79	Weibulla	$b = 23561,46$ $v = 0,9659$	$\chi^2 = 2,48 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,167 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

3.6.4. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych SN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji linii kablowych SN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej linii kablowej SN o izolacji papierowo-olejowej: $K_{no} = 150000,00$ PLN/km (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii),
- koszt inwestycyjny nowej linii kablowej SN o izolacji polietylenowej: $K_{no} = 140000,00$ PLN/km,
- koszt inwestycyjny nowej linii kablowej SN o izolacji z polietylenu usieciowanego: $K_{no} = 160000,00$ PLN/km,
- średni koszt usuwania awarii linii o izolacji papierowo-olejowej (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 3452,10$ PLN,

- średni koszt usuwania awarii linii o izolacji z polietylenu (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 2865,73$ PLN,
- średni koszt usuwania awarii linii o izolacji z polietylenu usieciowanego (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 2882,64$ PLN,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii kablowej SN o izolacji papierowo-olejowej: $\Delta A = 3055,74$ kWh,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii kablowej SN o izolacji polietylenowej: $\Delta A = 2664,17$ kWh,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii kablowej SN o izolacji z polietylenu usieciowanego: $\Delta A = 3414,09$ kWh,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych z linii kablowych SN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh.

W tabeli 3.80 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii kablowych SN o izolacji papierowo-olejowej w funkcji lat eksploatacji, przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

Tabela 3.80. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii kablowej średniego napięcia o izolacji papierowo-olejowej przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot km}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0519	1,0800	1,0000	164708,87
4	0,0867	0,3019	0,2219	47049,44
7	0,1067	0,1921	0,1121	30555,05
10	0,1217	0,1490	0,0690	24146,10
13	0,1342	0,1265	0,0465	20824,89
16	0,1449	0,1130	0,0330	18844,65
19	0,1544	0,1041	0,0241	17562,87
22	0,1630	0,0980	0,0180	16688,05
25	0,1709	0,0937	0,0137	16068,90
28	0,1782	0,0905	0,0105	15619,23
31	0,1850	0,0881	0,0081	15286,39
34	0,1915	0,0863	0,0063	15036,50
37	0,1976	0,0849	0,0049	14846,86
40	0,2033	0,0839	0,0039	14701,75

cd. tabeli 3.80

1	2	3	4	5
43	0,2088	0,0830	0,0030	14589,99
46	0,2141	0,0824	0,0024	14503,48
...
163	0,3419	0,0800	2,85E-07	14192,78
166	0,3443	0,0800	2,26E-07	14192,77
169	0,3465	0,0800	1,80E-07	14192,77
172	0,3488	0,0800	1,43E-07	14192,77
175	0,3511	0,0800	1,13E-07	14192,76
178	0,3533	0,0800	8,99E-08	14192,76
181	0,3555	0,0800	7,13E-08	14192,76
184	0,3576	0,0800	5,66E-08	14192,76
187	0,3598	0,0800	4,50E-08	14192,75
190	0,3619	0,0800	3,57E-08	14192,75
193	0,3640	0,0800	2,83E-08	14192,75
196	0,3661	0,0800	2,25E-08	14192,75
199	0,3681	0,0800	1,79E-08	14192,75
202	0,3702	0,0800	1,42E-08	14192,75
205	0,3722	0,0800	1,13E-08	14192,75
208	0,3742	0,0800	8,93E-09	14192,75
211	0,3762	0,0800	7,09E-09	14192,75
214	0,3782	0,0800	5,63E-09	14192,75
217	0,3801	0,0800	4,47E-09	14192,75
220	0,3821	0,0800	3,55E-09	14192,75
223	0,3840	0,0800	2,82E-09	14192,75
226	0,3859	0,0800	2,24E-09	14192,75
229	0,3878	0,0800	1,77E-09	14192,75
232	0,3897	0,0800	1,41E-09	14192,75
235	0,3915	0,0800	1,12E-09	14192,75
238	0,3934	0,0800	8,88E-10	14192,76
241	0,3952	0,0800	7,05E-10	14192,76
244	0,3970	0,0800	5,59E-10	14192,76
247	0,3988	0,0800	4,44E-10	14192,76
250	0,4006	0,0800	3,52E-10	14192,76
253	0,4023	0,0800	2,80E-10	14192,76
256	0,4041	0,0800	2,22E-10	14192,76
259	0,4059	0,0800	1,76E-10	14192,76
262	0,4076	0,0800	1,40E-10	14192,76
265	0,4093	0,0800	1,11E-10	14192,76

Na rysunku 3.63 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii kablowej SN o izolacji papierowo-olejowej w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 3.63. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej SN o izolacji papierowo-olejowej w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 3.80 oraz wykres na rysunku 3.63 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji linii kablowych o izolacji papierowo-olejowej wynosi około 200 lat. Jest to czas bardzo długi. Linie są w całości wymieniane przed upływem tego czasu, co związane jest z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. Optymalną strategią użytkowania linii kablowych SN o izolacji papierowo-olejowej jest więc ciągle dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości, który dopiero determinuje konieczność jej wymiany na nową.

W tabeli 3.81 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii kablowych SN o izolacji polietylenowej w funkcji lat eksploatacji, przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

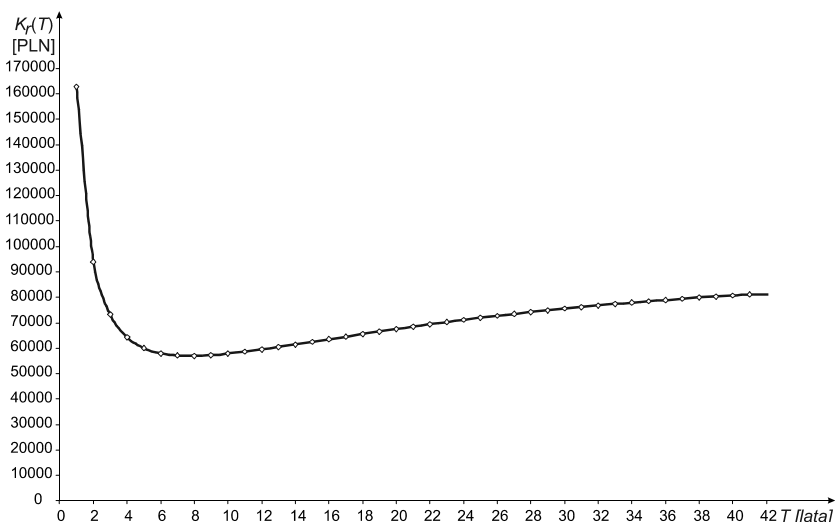
Tabela 3.81. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii kablowych średniego napięcia o izolacji z polietylenu przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot \text{km}}$	---	---	PLN
	2	3	4	5
1	0,2571	1,0800	1,0000	162856
2	0,4330	0,5608	0,4808	93996
3	0,5873	0,3880	0,3080	73242
4	0,7290	0,3019	0,2219	64323
5	0,8622	0,2505	0,1705	60021
6	0,9889	0,2163	0,1363	57950

cd. tabeli 3.81

1	2	3	4	5
7	1,1104	0,1921	0,1121	57097
8	1,2276	0,1740	0,0940	56961
9	1,3413	0,1601	0,0801	57269
10	1,4519	0,1490	0,0690	57859
11	1,5597	0,1401	0,0601	58630
12	1,6652	0,1327	0,0527	59519
13	1,7684	0,1265	0,0465	60479
14	1,8698	0,1213	0,0413	61482
15	1,9693	0,1168	0,0368	62505
16	2,0672	0,1130	0,0330	63535
17	2,1636	0,1096	0,0296	64558
18	2,2586	0,1067	0,0267	65568
19	2,3523	0,1041	0,0241	66559
20	2,4448	0,1019	0,0219	67527
21	2,5361	0,0998	0,0198	68467
22	2,6264	0,0980	0,0180	69380
23	2,7156	0,0964	0,0164	70262
24	2,8039	0,0950	0,0150	71114
25	2,8913	0,0937	0,0137	71934
26	2,9778	0,0925	0,0125	72722
27	3,0635	0,0914	0,0114	73480
28	3,1485	0,0905	0,0105	74206
29	3,2326	0,0896	0,0096	74902
30	3,3161	0,0888	0,0088	75568
31	3,3988	0,0881	0,0081	76204
32	3,4809	0,0875	0,0075	76812
33	3,5624	0,0869	0,0069	77392
34	3,6433	0,0863	0,0063	77946
35	3,7235	0,0858	0,0058	78473
36	3,8032	0,0853	0,0053	78975
37	3,8824	0,0849	0,0049	79453
38	3,9610	0,0845	0,0045	79907
39	4,0391	0,0842	0,0042	80339
40	4,1167	0,0839	0,0039	80749
41	4,1939	0,0836	0,0036	81139

Na rysunku 3.64 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii kablowej SN o izolacji z polietylenu w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 3.64. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej SN o izolacji z polietylenu w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 3.81 oraz wykres na rysunku 3.64 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji linii kablowej o izolacji z polietylenu wynosi około 8 lat. Oznacza to, iż linia powinna zostać zastąpiona nową w końcu 8 roku eksploatacji. W związku z powyższym, w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 8 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

W tabeli 3.82 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii kablowych SN o izolacji z polietylenu usieciowanego w funkcji lat eksploatacji, przy przyjętej wartości stopy akumulacji $p = 0,08$.

Tabela 3.82. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii kablowej średniego napięcia o izolacji z polietylenu usieciowanego przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

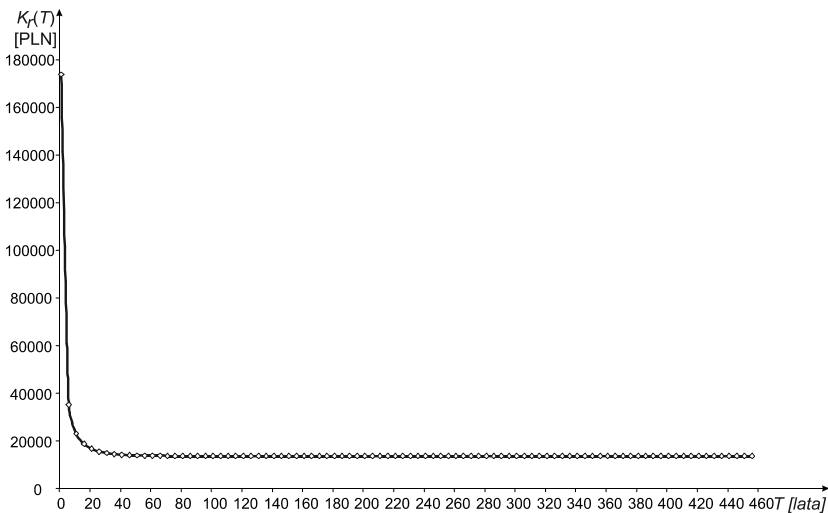
Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot km}$	---	---	PLN
	2	3	4	5
1	0,0198	1,0800	1,0000	173933,36
6	0,0567	0,2163	0,1363	35280,21
11	0,0809	0,1401	0,0601	23124,52
16	0,1009	0,1130	0,0330	18841,40
21	0,1183	0,0998	0,0198	16783,73
26	0,1342	0,0925	0,0125	15648,39
31	0,1488	0,0881	0,0081	14973,23

cd. tabeli 3.82

1	2	3	4	5
36	0,1624	0,0853	0,0053	14553,49
41	0,1753	0,0836	0,0036	14285,19
46	0,1876	0,0824	0,0024	14110,60
51	0,1993	0,0816	0,0016	13995,63
56	0,2106	0,0811	0,0011	13919,32
61	0,2214	0,0807	0,0007	13868,40
66	0,2319	0,0805	0,0005	13834,29
71	0,2421	0,0803	0,0003	13811,40
76	0,2520	0,0802	0,0002	13796,00
81	0,2616	0,0802	0,0002	13785,63
86	0,2710	0,0801	1,07E-04	13778,64
91	0,2801	0,0801	7,28E-05	13773,92
96	0,2890	0,0800	4,95E-05	13770,74
101	0,2978	0,0800	3,37E-05	13768,59
106	0,3064	0,0800	2,29E-05	13767,14
111	0,3148	0,0800	1,56E-05	13766,17
116	0,3230	0,0800	1,06E-05	13765,51
121	0,3312	0,0800	7,23E-06	13765,06
126	0,3391	0,0800	4,92E-06	13764,76
131	0,3470	0,0800	3,35E-06	13764,55
136	0,3547	0,0800	2,28E-06	13764,42
141	0,3623	0,0800	1,55E-06	13764,32
146	0,3698	0,0800	1,05E-06	13764,26
151	0,3772	0,0800	7,18E-07	13764,22
156	0,3845	0,0800	4,89E-07	13764,19
161	0,3917	0,0800	3,33E-07	13764,17
166	0,3988	0,0800	2,26E-07	13764,16
171	0,4058	0,0800	1,54E-07	13764,15
176	0,4127	0,0800	1,05E-07	13764,14
181	0,4196	0,0800	7,13E-08	13764,14
186	0,4263	0,0800	4,86E-08	13764,14
191	0,4330	0,0800	3,30E-08	13764,13
196	0,4397	0,0800	2,25E-08	13764,13
...
341	0,6087	0,0800	3,20E-13	13764,13
346	0,6140	0,0800	2,18E-13	13764,13
351	0,6192	0,0800	1,48E-13	13764,13
356	0,6243	0,0800	1,01E-13	13764,13
361	0,6295	0,0800	6,87E-14	13764,13
366	0,6346	0,0800	4,68E-14	13764,13
371	0,6397	0,0800	3,18E-14	13764,13
376	0,6447	0,0800	2,17E-14	13764,13
381	0,6497	0,0800	1,47E-14	13764,13

1	2	3	4	5
386	0,6547	0,0800	1,00E-14	13764,13
391	0,6597	0,0800	6,83E-15	13764,13
396	0,6647	0,0800	4,65E-15	13764,13
401	0,6696	0,0800	3,16E-15	13764,13
406	0,6745	0,0800	2,15E-15	13764,13
411	0,6793	0,0800	1,47E-15	13764,13
416	0,6842	0,0800	9,97E-16	13764,13
421	0,6890	0,0800	6,79E-16	13764,13
426	0,6938	0,0800	4,62E-16	13764,13
431	0,6986	0,0800	3,14E-16	13764,13
436	0,7033	0,0800	2,14E-16	13764,13
441	0,7080	0,0800	1,46E-16	13764,13
446	0,7128	0,0800	9,91E-17	13764,13
451	0,7174	0,0800	6,74E-17	13764,13
456	0,7221	0,0800	4,59E-17	13764,13

Na rysunku 3.65 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii kablowych SN o izolacji z polietylenu usieciowanego w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 3.65. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej SN o izolacji z polietylenu usieciowanego w zależności od lat jej eksploatacji dla $p = 0,08$

Analizując dane z tabeli 3.82 oraz wykres na rysunku 3.65 można stwierdzić, iż dla linii o izolacji z polietylenu usieciowanego nie istnieje minimum rocznych kosztów eksploatacji lub występuje ono przy bardzo długim czasie eksploatacji.

W związku z powyższym można stwierdzić iż optymalny czas eksploatacji linii kablowych o izolacji z polietylenu usieciowanego nie istnieje lub jego wartość osiąga bardzo duże wartości. Optymalną strategią użytkowania linii kablowych SN o izolacji z polietylenu usieciowanego jest więc ciągle dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości, który dopiero determinuje konieczność jej wymiany na linię nową.

Właściwości niezawodnościowe elektroenergetycznych stacji SN/nN i urządzeń w nich eksploatowanych

4.1. Wprowadzenie

Zadaniem stacji elektroenergetycznych SN/nN jest przetwarzanie energii z przesyłowego napięcia średniego na napięcie odbiorcze 0,4 kV oraz jej rozdział na określoną liczbę linii nN, zasilających odbiorców – są to więc stacje transformatorowo-rozdzielcze. Aktualnie jako napięcia średnie stosuje się poziomy 6, 10, 15, 20 oraz 30 kV, przy czym napięcie 15 kV jest dominujące. Docelowym napięciem sieci średniego napięcia, a więc także napięciem górnym stacji SN/nN będzie napięcie 20 kV. Stąd też aktualnie budowane stacje SN/nN, pracujące przy napięciu 15 kV, mają izolację urządzeń i aparatów elektrycznych wymiarowaną na napięcie znamionowe 20 kV.

Stacje SN/nN eksploatowane w sieciach dystrybucyjnych energetyki zawodowej mogą być wewnętrzne lub napowietrzne. Rozwiązanie wewnętrzne stosowane jest głównie w terenach miejskich. Z kolei stacje napowietrzne występują głównie w sieciach terenowych (wiejskich) oraz w sieciach zasilających obszary peryferyjne miast. Zastosowanie stacji wewnętrznych w terenach wiejskich ma uzasadnienie wówczas, gdy istnieje tam sieć kablowa lub stopień rozbudowy stacji powoduje, iż rozdzielnica wewnętrzna będzie bardziej niezawodna, niż napowietrzna. Stacje napowietrzne SN/nN w terenach miejskich budowane są sporadycznie tam, gdzie nie stwarzają one zagrożenia dla mieszkańców oraz nie kolidują z założeniami urbanistycznymi. W szczególnych przypadkach (nadal sporadycznie), stosuje się rozwiązania specjalne stacji, jak np. stacje podziemne, stacje w kształcie słupa ogłoszeniowego, itp.

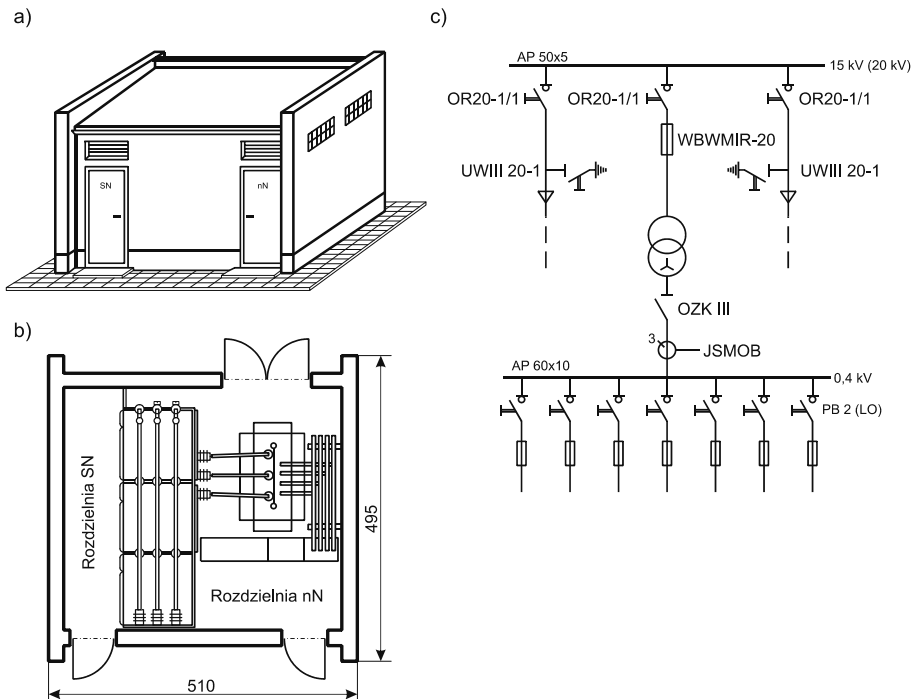
Stacje dystrybucyjne SN/nN są zazwyczaj stacjami jednotransformatorowymi, ale w przypadku odbiorców wymagających dużej pewności zasilania mamy do czynienia ze stacjami dwutransformatorowymi. W sieciach dystrybucyjnych praktycznie nie stosuje się stacji o liczbie transformatorów większej niż dwa.

Stacje wewnętrzne posiadają zazwyczaj układy szynowe po stronie SN, jak i nN. Po stronie średniego napięcia jest to uwarunkowane koniecznością dwustronnego zasilenia stacji (układ pętlowy), natomiast po stronie nN koniecznością zasilenia wielu odbiorców. Jako zabezpieczenia zarówno po stronie SN, jak i nN stosowane są bezpieczniki współpracujące z rozłącznikami lub odłącznikami, rzadziej wyłączniki. W przypadku skrajnego uproszczenia układu stacji, jako zabezpieczenia

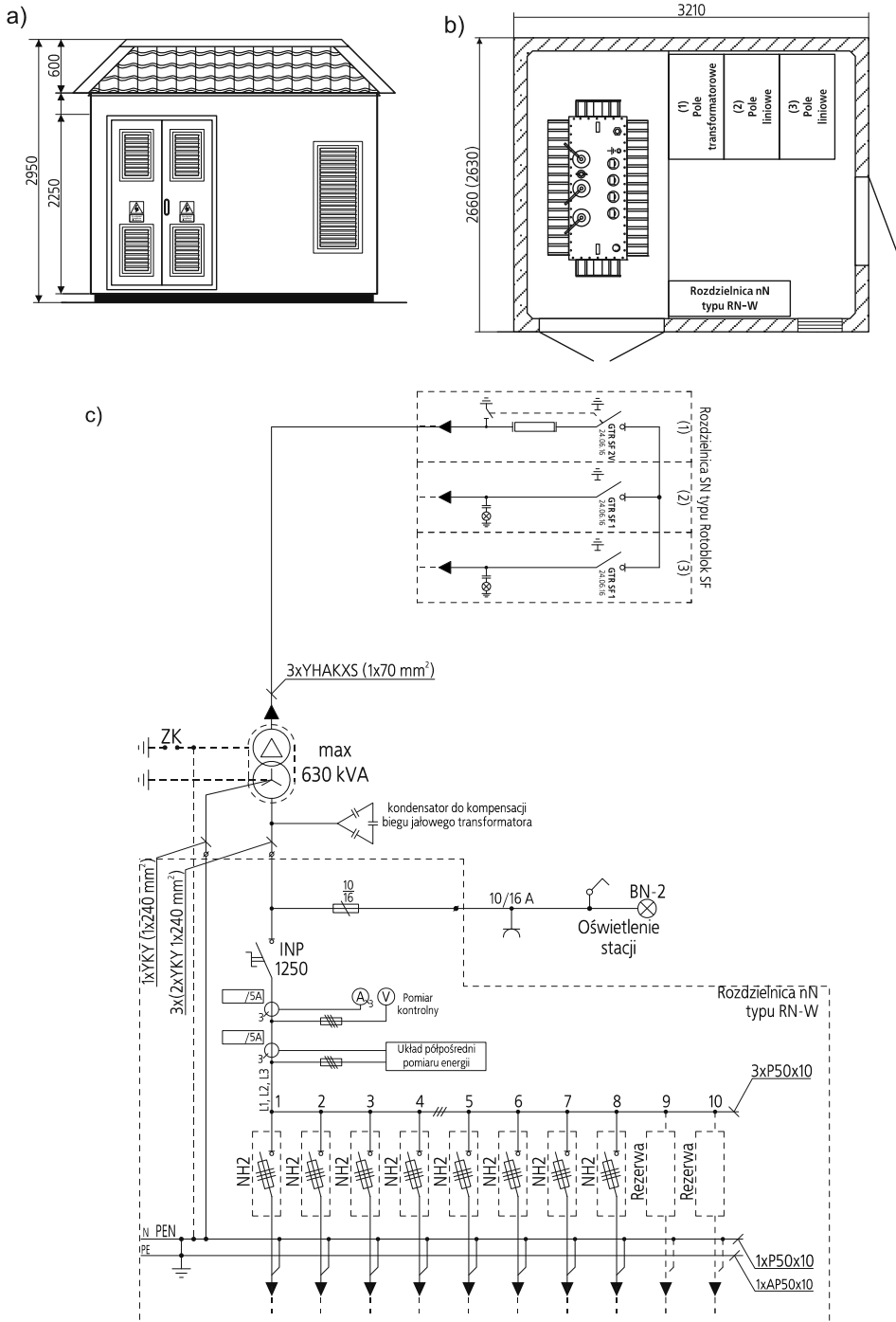
stosuje się tylko bezpieczniki. W celu przyspieszenia lokalizacji miejsca zwarcia w układach pętlowych rozciętych, na odejściach linii kablowych SN ze stacji instalowane są coraz częściej wskaźniki przepływu prądu zwarciovego [463].

Od kilkunastu lat w stacjach SN/nN instaluje się powszechnie baterie kondensatorów. W większości przypadków służą one do kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów. Spotykane są jednak także baterie kompensujące nadmiar mocy biernej pobieranej przez odbiorców. W obu przypadkach baterie te poprawiają warunki napięciowe sieci.

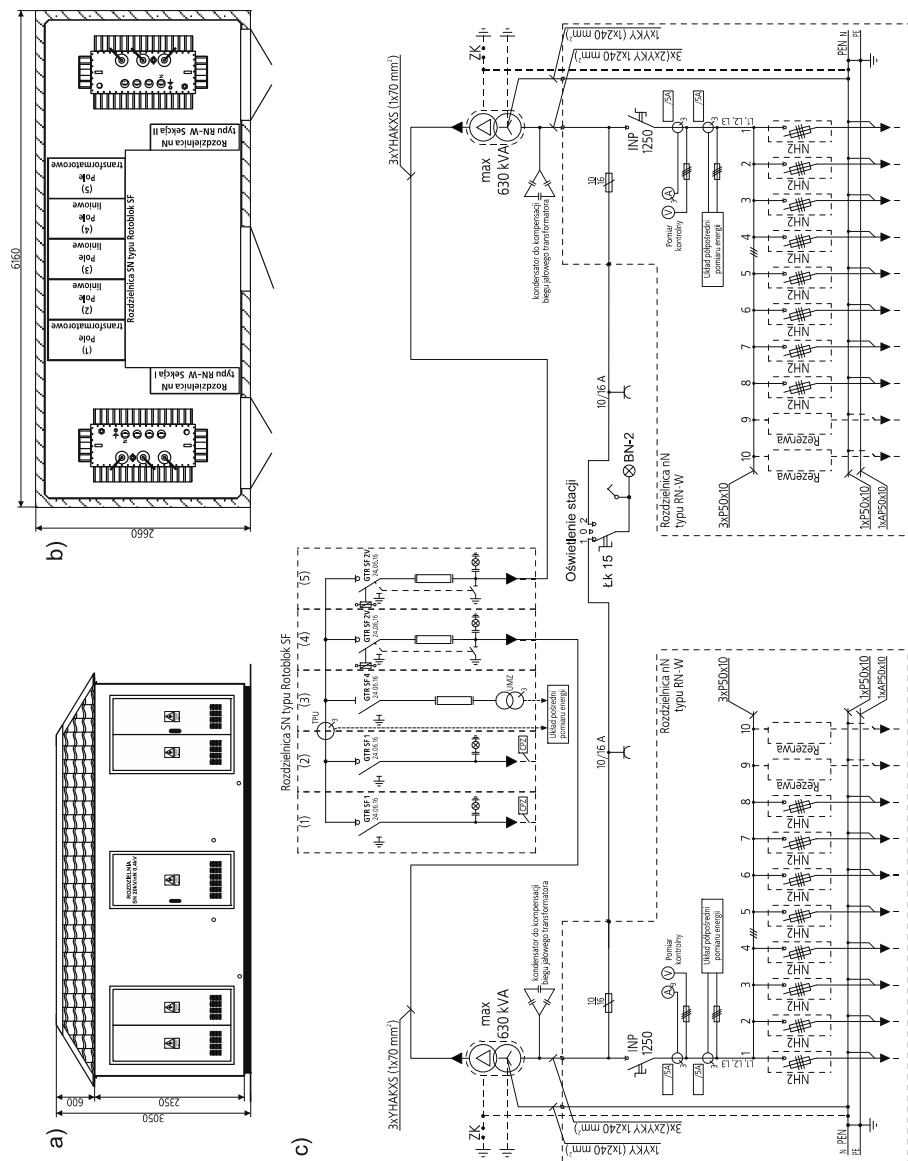
Przez wiele lat podstawowym rozwiązaniem konstrukcyjnym stacji wewnętrznych SN/nN były stacje NSTt (rys. 4.1). Stacje te oraz ich wersje zmodyfikowane, nadal są powszechnie eksploatowane w sieciach miejskich. Stanowią one znaczny odsetek wszystkich stacji miejskich. Stacje te przeznaczone są dla transformatorów o mocach do 630 kVA. Przystosowane są do zasilania z sieci kablowych promieniowych lub pętlowych (pierścieniowych) SN oraz przyłączania odbiorów kablowych nN. W zależności od stopnia złożoności stacji, jako zabezpieczenie transformatora mogą być stosowane bezpieczniki SN, bezpieczniki SN współpracujące z odłącznikami lub rozłącznikami lub też wyłączniki SN.



Rys. 4.1. Stacja transformatorowo-rozdzielcza SN/nN typu NSTt: a) widok ogólny, b) rozmieszczenie aparatury pierwotnej wewnątrz stacji, c) schemat elektryczny



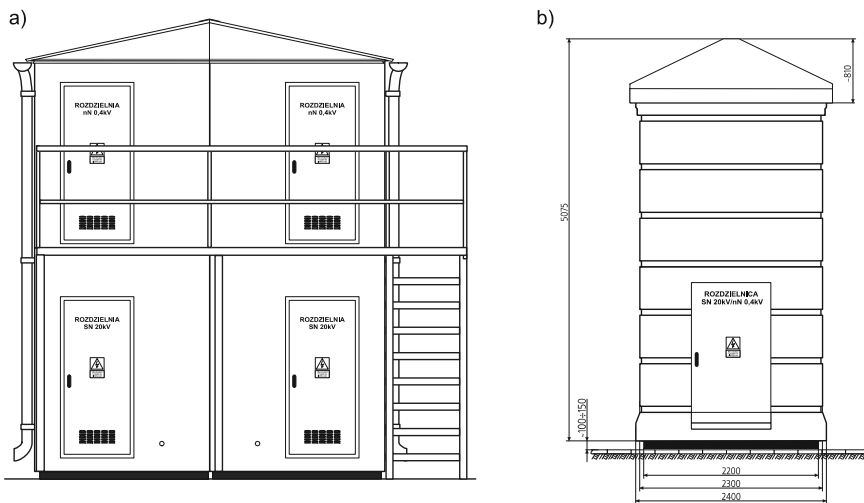
Rys. 4.2. Stacja transformatorowo-rozdzielcza SN/nN typu MRW-b jednotransformatorowa: a) widok ogólny, b) rozmieszczenie aparatury pierwotnej wewnątrz stacji, c) schemat elektryczny



Rys. 4.3. Stacja transformatorowo-rozdzielcza SN/nN typu MRW-b dwutransformatorowa: a) widok ogólny, b) rozmieszczenie aparatury pierwotnej wewnątrz stacji, c) schemat elektryczny

W latach dziewięćdziesiątych XX wieku, rozpoczęto w Polsce produkcję tzw. stacji prefabrykowanych, których elementy konstrukcyjne produkowane są w zakładach wytwórczych, natomiast w miejscu eksploatacji stacja jest jedynie montowana w całość. Stacje te są coraz powszechniej budowane, zwłaszcza na terenie nowo powstających osiedli mieszkaniowych. W zależności od konstrukcji mogą w nich pracować 1 lub 2 transformatory o mocy do 1000 kVA każdy. Przystosowane są do współpracy z sieciami kablowymi oraz kablowo-napowietrznymi SN w układzie pierścieniowym lub promieniowym oraz siecią kablową nN. Stacje te produkowane są w wielu wariantach, w celu dostosowania do sieci SN oraz do wymagań odbiorców. Na rysunku 4.2 przedstawiono przykładowy wygląd oraz strukturę stacji prefabrykowanej jednotransformatorowej, natomiast na rysunku 4.3 dwutransformatorowej.

Eksploatowane są także stacje w wykonaniu specjalnym, np. stacje piętrowe, stacje podziemne, czy też stacje typu „słup ogłoszeniowy” (rys. 4.4).



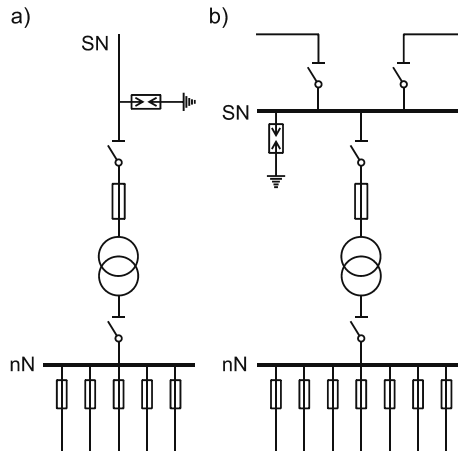
Rys. 4.4. Przykładowe rozwiązania stacji piętrowej oraz stacji typu „słup ogłoszeniowy”: a) stacja transformatorowo-rozdzielcza SN/nN typu MRW-bp dwutransformatorowa, b) stacja transformatorowo-rozdzielcza SN/nN typu WST-20 „słup ogłoszeniowy”

Oprócz przedstawionych rozwiązań konstrukcyjnych produkowane są także stacje w obudowie metalowej. Stacje tego typu stanowią integralną całość i na miejsce montażu przywożone są jako gotowe obiekty. Konieczne jest tylko ich posadowienie oraz podłączenie linii kablowych lub napowietrznych.

W nowo budowanych obiektach, coraz częściej stacje SN/nN lokalizowane są wewnątrz budynku. Stacje takie muszą jednak spełniać dodatkowe wymogi, co do hałasu, ochrony przeciwwybuchowej, łukochronności oraz możliwości zanieczyszczenia środowiska (np. olejem izolacyjnym).

Stacje transformatorowe w sieciach terenowych budowane są zazwyczaj jako napowietrzne słupowe z transformatorami o mocach do 250 kVA, sporadycznie

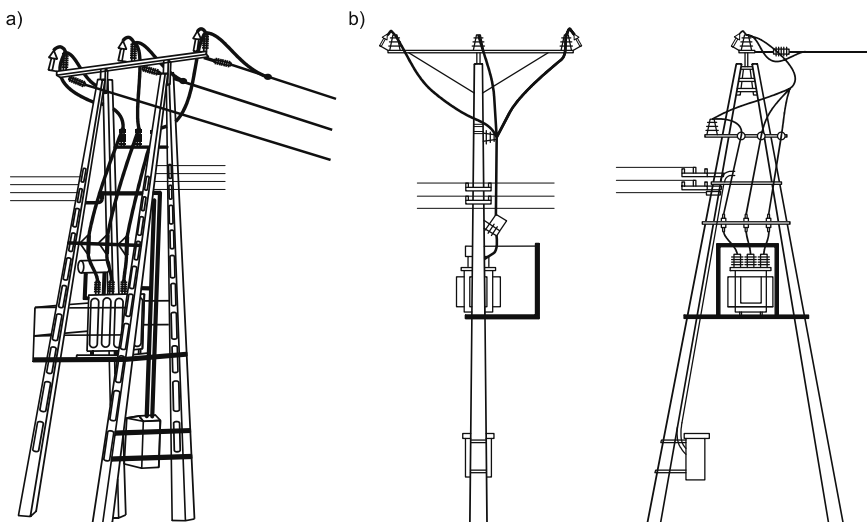
400 lub 630 kVA. Transformatory o mocach do 250 kVA umieszczane są na podestach, natomiast o mocach większych zazwyczaj na ziemi. Jako zabezpieczenie transformatora stosowane są zazwyczaj bezpieczniki SN współpracujące z odłącznikami lub rozłącznikami. Stacje SN/nN wyposażone w wyłączniki SN w sieciach terenowych praktycznie nie są stosowane. Wyłącznikami zainstalowanymi w GPZ lub RS zabezpieczane są jedynie całe ciągi liniowe SN. W stacjach napowietrznych dla ochrony transformatora instaluje się zazwyczaj odgromniki. Stacje te posiadają najczęściej strukturę blokową. Na rysunku 4.5 przedstawiono schematy elektryczne stacji eksploatowanych w sieciach terenowych. Najczęściej wykorzystywany jest układ przedstawiony na rysunku 4.5a.



Rys. 4.5. Schemat stacji elektroenergetycznej SN/nN terenowej: a) zasilanej jedną linią, b) zasilanej dwiema liniami

Konstrukcja stacji słupowej musi spełniać wymogi dotyczące wytrzymałości mechanicznej, zarówno w odniesieniu do ciężaru urządzeń samej stacji, jak i naprężeń pochodzących od przewodów linii SN zasilającej stację oraz przewodów linii odbiorczych nN. Dlatego też ważnym zagadnieniem staje się sposób zasilania stacji: odczepowy (końcowy) lub przelotowy. W przypadku zasilania odczepowego konstrukcja stacji pełni jednocześnie rolę słupa krańcowego. Musi więc posiadać znacznie większą wytrzymałość mechaniczną.

W latach pięćdziesiątych oraz sześćdziesiątych XX wieku powszechnie budowanymi stacjami słupowymi SN/nN były stacje STS. Budowane były one jako czterosłupowe w oparciu o żerdzie drewniane. Ze względu na wytrzymałość mechaniczną w stacjach tych można było instalować transformatory o mocy co najwyżej 100 kVA. Z czasem żerdzie drewniane zostały zastąpione żelbetowymi ŻN, co umożliwiło pracę transformatorów o mocach do 250 kVA. Zmiany w konstrukcji żerdzi ŻN, zwiększające ich wytrzymałość na naprężenia mechaniczne, umożliwiły uproszczenie konstrukcji stacji do dwóch żerdzi. Powstały modyfikacje stacji STS oraz nowa konstrukcja ŻH. Przykłady stacji słupowych zbudowanych z czterech oraz z dwóch żerdzi przedstawia rysunek 4.6.

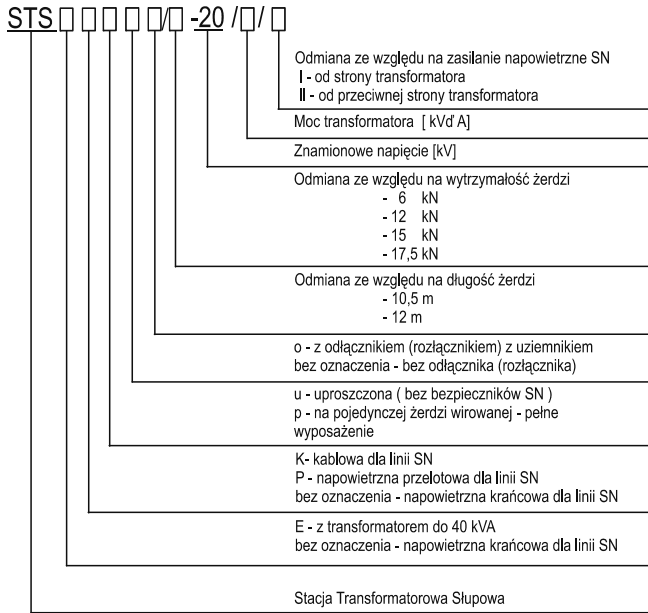


Rys. 4.6. Stacje elektroenergetyczne STS: a) oparta na czterech żerdziach STS-20/250 (słup bramowy rozrączny), b) oparta na dwóch żerdziach STS-20/100 (słup rozrączny)

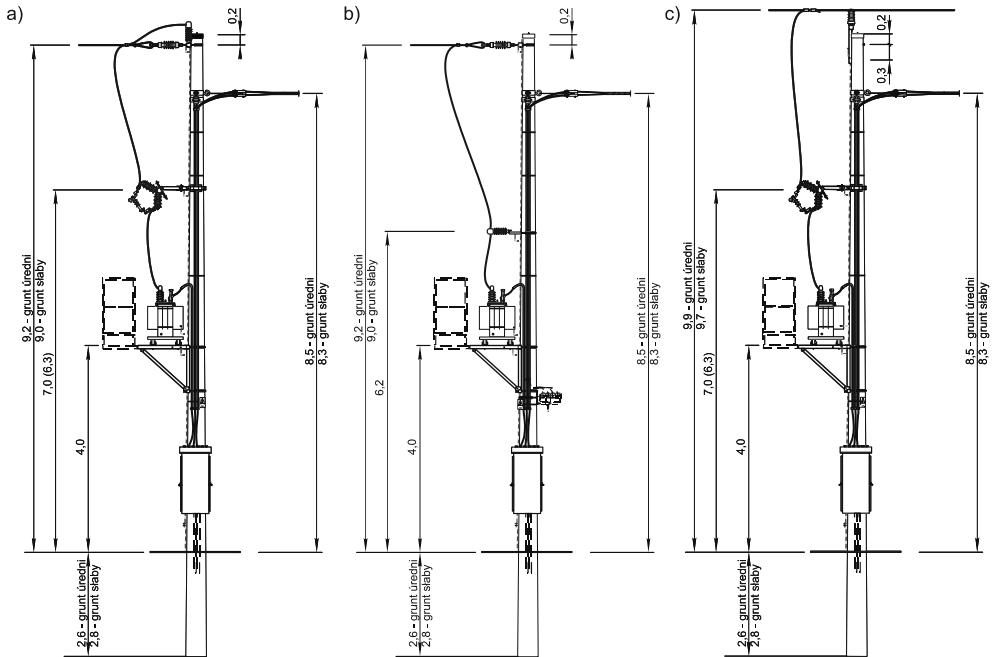
W latach pięćdziesiątych XX wieku pojawiło się wiele nowych rozwiązań konstrukcyjnych stacji słupowych. Opracowanie nowych wersji stacji było możliwe w związku z uruchomieniem produkcji nowego rodzaju żerdzi, żelbetowej wirowanej typu E oraz żelbetowej wirowanej mocnej typu EM. Na jej bazie powstało kilkaset typów stacji napowietrznych słupowych. Wszystkie one oznaczane są wspólnym symbolem STS. Różnią się natomiast dalszymi oznaczeniami w nazwie. Rodzina słupowych stacji transformatorowych STS przeznaczona jest do zasilania odbiorców wiejskich, osiedlowych oraz w nielicznych przypadkach miejskich, a także odbiorców przemysłowo-usługowych z sieci napowietrznej lub kablowej średniego napięcia. Przystosowane są do zasilania liniami napowietrznymi o napięciu 15 lub 20 (30) kV: z przewodami: AFL – 6, 35, 50 lub 70 mm², PAS(SAX), AAsXSn, AALXS 35, 50 lub 70 mm², a także kablami napowietrznymi SAXKA, XHAKXSn 70 mm². Możliwe jest także zasilanie liniami kablowymi o napięciu 15 lub 20 (30) kV z żyłami Al i Cu. Także sieć odbiorcza nN może być zrealizowana za pomocą: linii napowietrznych z przewodami gołymi Al, linii napowietrznych z przewodami izolowanymi AsXSn, linii kablowych z kablami YAKY lub YKY. Zasady oznaczania stacji zostały wyjaśnione na rysunku 4.7.

Czasami mogą pojawić się także inne symbole, jak np. b – żerdzie zbliźniaczone, W – stacja z żerdzią transformatorową, d – stacja na żerdziach drewnianych, L1 – posadowienie żerdzi drewnianej na fundamencie, L2 – posadowienie żerdzi drewnianej w gruncie.

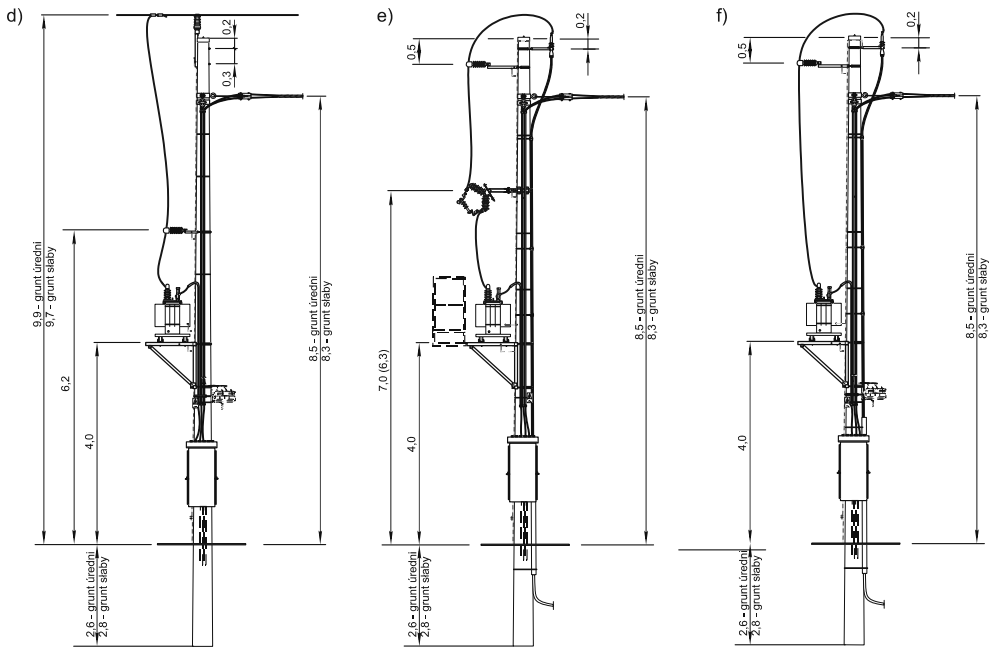
Przykładowe rozwiązania konstrukcyjne stacji STS przedstawiono na rysunku 4.8.



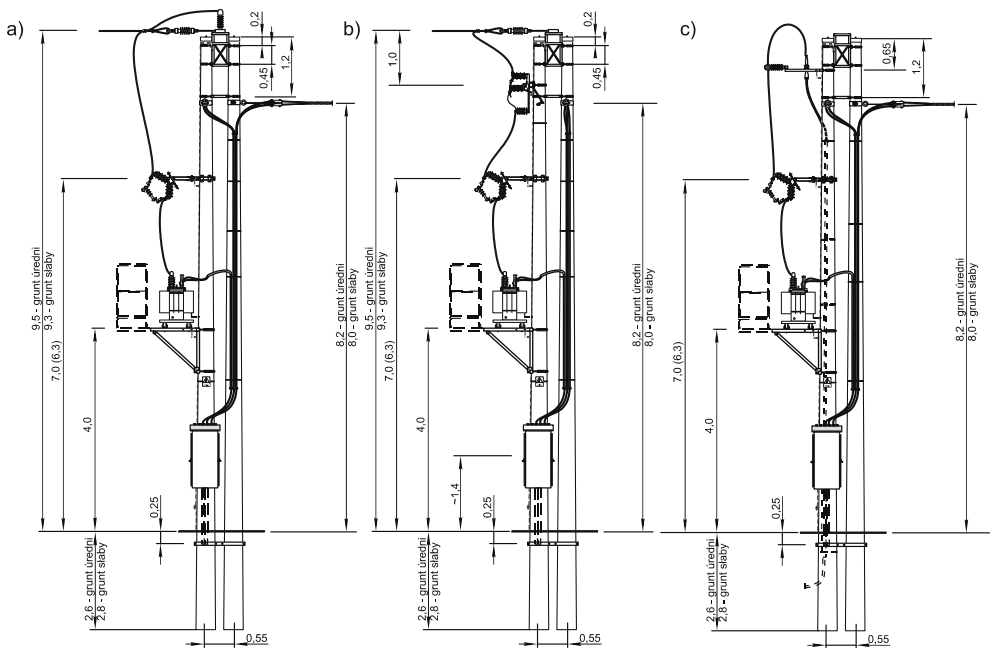
Rys. 4.7. Objaśnienie symboli wykorzystywanych w nazwach stacji STS



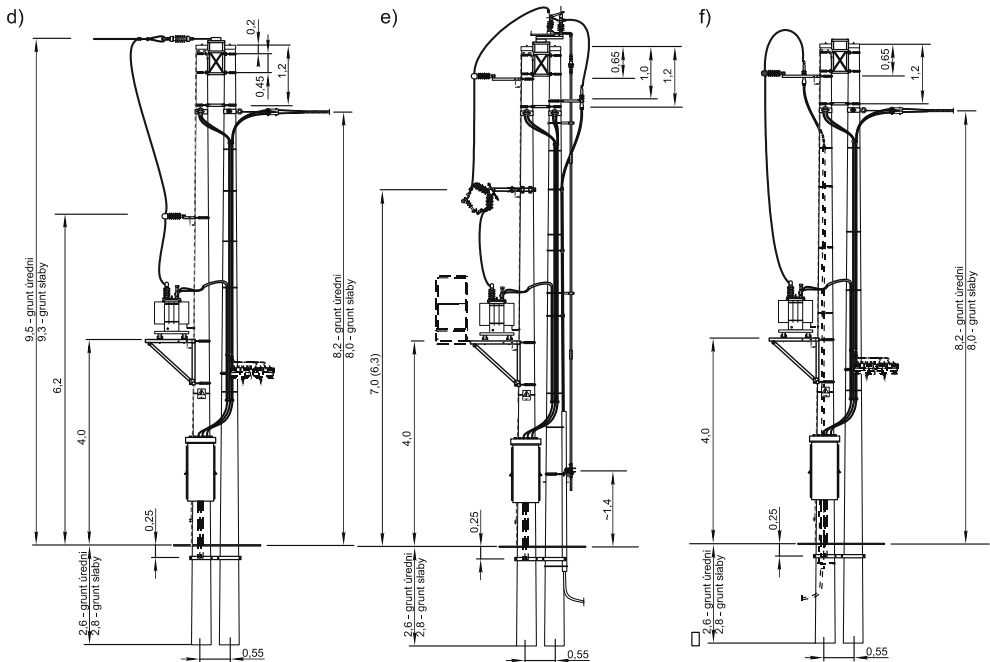
Rys. 4.8a-c. Przykładowe typy stacji STS zbudowanych na jednej żerdzi: a) STSp, b) STSu, c) STSPp



Rys. 4.8d-f. Przykładowe typy stacji STS zbudowanych na jednej żerdzi: d) STSPu, e) STSKp, f) STSKu



Rys. 4.9a-c. Przykładowe typy stacji STS zbudowanych na żerdziach zbliżonych: a) STSPb, b) STSPb, c) STSKpb



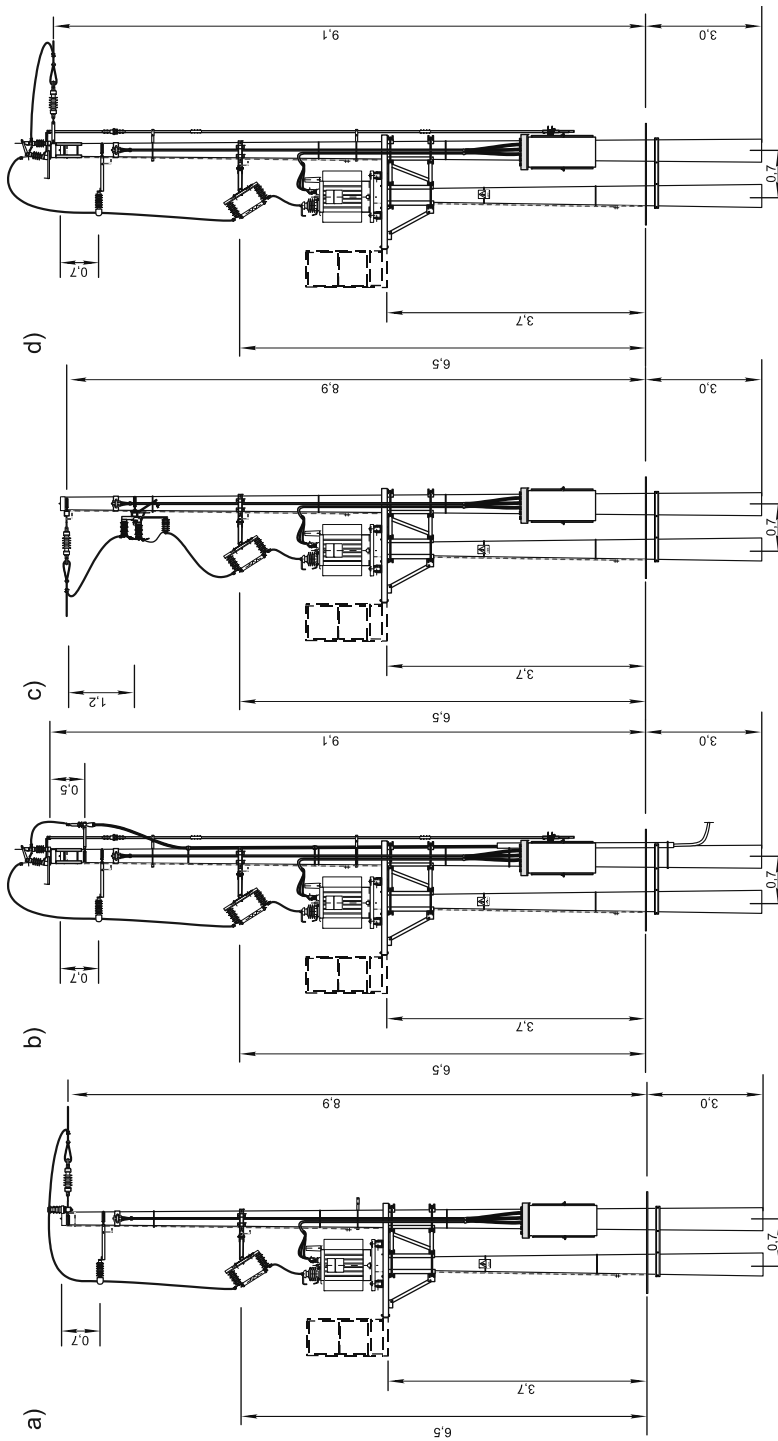
Rys. 4.9d-f. Przykładowe typy stacji STS zbudowanych na żerdziach zbliżnionych: d) STS_{Spb}, e) STSK_{pbo}, f) STSK_{pbu}

Stacje przedstawione na rysunku 4.8 mogą być wyposażone jedynie w transformatory o mocy do 40 kVA dla żerdzi E oraz do 400 kVA dla pozostałych przypadków (żerdzie EM). Jeżeli istnieje konieczność zainstalowania transformatora o mocy 630 kVA lub stacja ma pełnić rolę słupa końcowego, wówczas zalecane jest stosownie jako konstrukcji stacji żerdzi zbliżnionych. Przykłady stacji osadzonych na żerdziach tego typu przedstawia rysunek 4.9.

W roku 2000 wprowadzono do eksploatacji stacje STS_{Spb-W}. Stacje te wykonane są z dwóch żerdzi wirowanych, tj. żerdzi transformatorowej i żerdzi liniowej. Jako żerdź liniowa mogą być zastosowane słupy o długości od 10,5 m do 15 m i wytrzymałości do 17,5 kN – w zależności od potrzeb linii zasilającej. Stacja taka pełni funkcję słupa krańcowego dla linii średniego i niskiego napięcia. Długość żerdzi transformatorowej wynosi 6,7 m. W przypadku zasilania stacji linią kablową, przewiduje się stosowanie słupa liniowego o wysokości 10,5 m lub 12 m.

Przykładowe stacje z rodziny STS_{Spb-W} przedstawia rysunek 4.10.

Wyposażenie słupowych stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN, po stronie nN uwarunkowane jest charakterem wyprowadzeń obwodów nN. Rozdział obwodów nN w zależności od potrzeb może być wykonany z zastosowaniem rozdzielnic RS-W montowanych na żerdzi stacyjnej lub wolnostojących, złączki kablowych wolnostojących, szaf oświetleniowych słupowych i wolnostojących oraz rozłączników słupowych nN.



Rys. 4.10. Przykładowe typy stacji STSpbW: a) STSpbW, b) STSkpboW, c) STSpboW – rozłącznik umieszczony pionowo, d) STSpboW – rozłącznik umieszczony poziomo na szczycie stacji

Połączenia transformatora z rozdzielnicą nN wykonuje się zazwyczaj kablami YAKY lub YKY. Analogicznie wykonywane są połączenia rozdzielnic i szaf słupowych z napowietrznymi obwodami nN wykonanymi przewodami gołymi. Przewody izolowane linii nN mogą być wprowadzone bezpośrednio do rozdzielnicy.

Kable i przewody prowadzone na stacji mogą być instalowane na drabinkach kablowych lub za pomocą uchwytów i taśm mocowanych bezpośrednio do żerdzi.

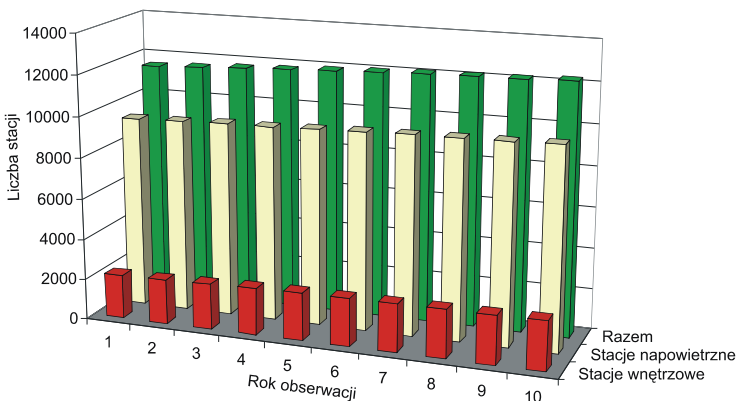
Rozwiązania techniczne przedstawionych powyżej typów stacji pozwalają uzyskać znaczne oszczędności zużycia betonu, elementów konstrukcyjnych, czasu montażu oraz terenu zajętego pod stację. Ponadto w wielu przypadkach są one montowane w pozycji leżącej w sposób bezpieczny i wygodny dla monterów. Po zmontowaniu stawia się je w pozycji pionowej, a następnie instalowany jest transformator. Należy wspomnieć, iż w większości przypadków także fundamenty stacji są elementami prefabrykowanymi.

4.2. Dane statystyczne analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN

Obserwacja zawodności stacji SN/nN obejmuje okres 10 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na początku obserwacji, istniało w tej spółce łącznie 11546 stacji. Na koniec obserwacji, liczba ta wynosiła 12280. Liczbę stacji w poszczególnych latach przedstawia tabela 4.1 oraz rysunek 4.11.

Tabela 4.1. Liczba analizowanych stacji transformatorowo-rozdzielczych w kolejnych latach obserwacji

Rok obserwacji	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stacje wewnętrzne	2161	2190	2239	2311	2335	2344	2363	2382	2394	2416
Stacje napowietrzne	9385	9444	9517	9531	9610	9687	9743	9775	9797	9864
Łącznie	11546	11634	11756	11842	11945	12031	12106	12157	12191	12280



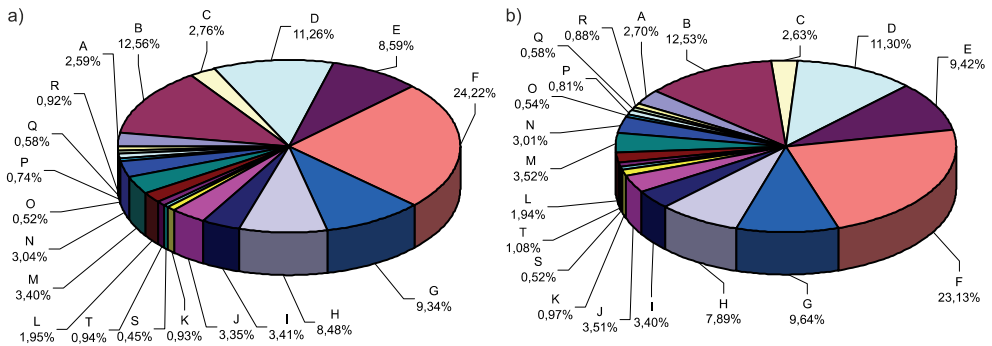
Rys. 4.11. Liczba obserwowanych stacji elektroenergetycznych SN/nN w ciągu dziesięciu lat prowadzenia badań

Na podstawie dostępnych materiałów, będących własnością spółki dystrybucyjnej (materiały działu eksploatacji, dokumenty magazynowe, dokumentacja ekonomiczno-finansowa, itp.), wyznaczono liczbę poszczególnych urządzeń stacyjnych na początku oraz na końcu okresu obserwacji. Dane powyższe zawiera tabela 4.2.

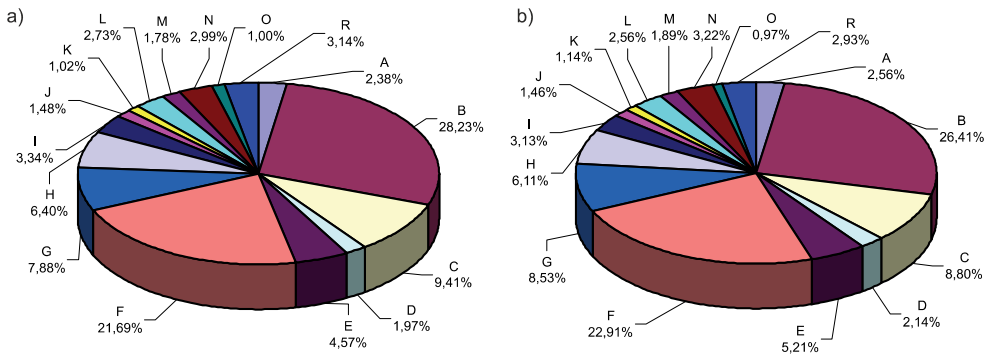
Tabela 4.2. Liczba urządzeń stacyjnych na początku oraz na końcu okresu obserwacji

Urządzenie	Oznaczenie	Stacje wewnętrzne		Stacje napowietrzne	
		Na początku okresu obserwacji	Na końcu okresu obserwacji	Na początku okresu obserwacji	Na końcu okresu obserwacji
Kondensatory nN	A	6684	7818	7116	8610
Bezpiecznik nN	B	32415	36240	84465	88776
Bezpiecznik SN	C	7122	7599	28155	29592
Głowice kablowe nN	D	29055	32685	5898	7194
Głowice kablowe SN	E	22170	27240	13680	17520
Izolatory nN	F	62517	66894	64878	77013
Izolatory SN	G	24104	27887	23570	28680
Odgromniki nN	H	21894	22809	19152	20550
Odgromniki SN	I	8791	9828	9993	10504
Odlączniki nN	J	8635	10146	4416	4900
Odlączniki SN	K	2401	2812	3042	3843
Podstawy bezpiecznikowe SN	L	5026	5610	8163	8602
Podstawy bezpiecznikowe nN	M	8767	10169	5327	6356
Rozłączniki nN	N	7854	8718	8950	10830
Rozłączniki SN	O	1340	1568	2981	3258
Szyny zbiorcze nN	P	1902	2328	---	---
Szyny zbiorcze SN	Q	1498	1675	---	---
Transformatory SN/nN	R	2374	2533	9385	9864
Wyłączniki SN	S	1149	1505	---	---
Wyłączniki nN	T	2425	3109	---	---

Jeżeli przyjęte zostanie założenie, iż każde urządzenie elektroenergetyczne (bez względu na jej pełnioną funkcję) stanowi pewien element stacji, który wpływa bezpośrednio na jej parametry oraz właściwości, wówczas ważnym wskaźnikiem staje się udział liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy w całkowitej liczbie zainstalowanych urządzeń stacyjnych. Jest to pewna cecha, która pozwala na określenie „standardowej” struktury stacji napowietrznej i wewnętrznej. Graficznie udział poszczególnych grup urządzeń przedstawiają rysunki 4.12 oraz 4.13.



Rys. 4.12. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie urządzeń zainstalowanych w stacjach wewnętrznych SN/nN: a) na początku oraz b) na końcu okresu obserwacji (oznaczenia, jak w tabeli 4.2)



Rys. 4.13. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie urządzeń zainstalowanych w stacjach napowietrznych SN/nN: a) na początku oraz b) na końcu okresu obserwacji (oznaczenia, jak w tabeli 4.2)

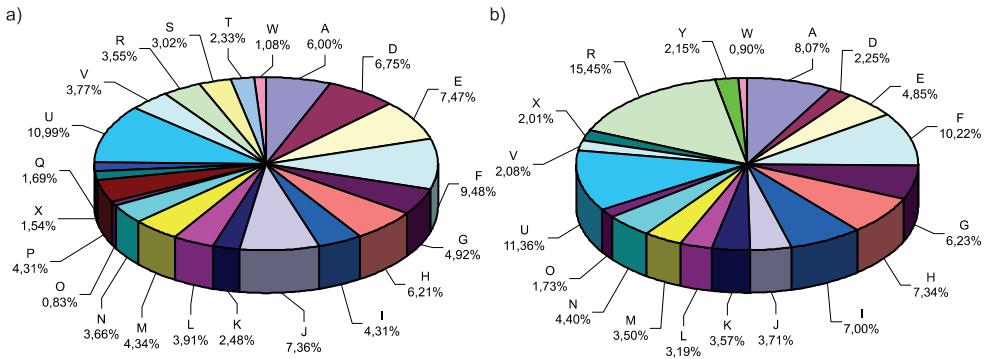
W ciągu 10 lat obserwacji łączna liczba urządzeń zainstalowanych w stacjach SN wzrosła o 12,09% ich początkowej liczby. Mimo to procentowy udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie urządzeń zainstalowanych w stacjach SN/nN pozostał prawie stały. W stacjach wewnętrznych największy przyrost wystąpił dla głowic kablowych SN i wyniósł on 0,39%. Największy spadek liczby urządzeń wystąpił dla izolatorów nN i wyniósł on $-0,51\%$ ich początkowej liczby. W stacjach napowietrznych największy przyrost wystąpił dla izolatorów nN i wyniósł on 0,69%. Największy spadek liczby urządzeń wystąpił dla odgromników nN i wyniósł on $-0,15\%$ ich początkowej liczby. Są to wartości bardzo małe. Można więc przyjąć, że struktura stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN, zarówno wewnętrznych, jak i napowietrznych była w ciągu dziesięciu lat obserwacji niezmienna.

W czasie 10 lat obserwacji wystąpiło łącznie 2636 awarii w stacjach wewnętrznych SN/nN oraz 2887 awarii w stacjach napowietrznych SN/nN. Liczbę awarii poszczególnych grup urządzeń przedstawia tabela 4.3 oraz rysunek 4.14.

Tabela 4.3. Awarie zaobserwowane w stacjach SN/nN w ciągu 10 lat obserwacji

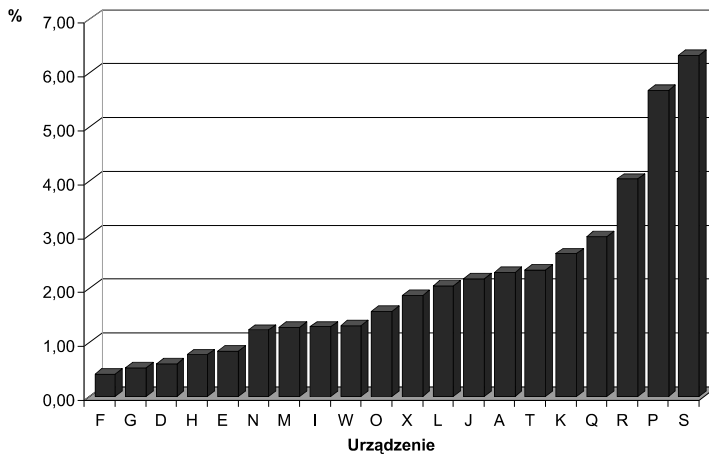
Rodzaj stacji	Urządzenie	Liczba awarii	Udział awarii grupy urządzeń w odniesieniu do liczby wszystkich awarii w stacjach danego rodzaju	Udział awarii w odniesieniu do średniej liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy
---	---	---	[%]	[%]
1	2	3	4	5
Stacje wewnętrzne	Kondensatory nN	167	6,00	2,30
	Głowice kablowe nN	188	6,75	0,61
	Głowice kablowe SN	208	7,47	0,84
	Izolatory nN	264	9,48	0,41
	Izolatory SN	137	4,92	0,53
	Odgromniki nN	173	6,21	0,77
	Odgromniki SN	120	4,31	1,29
	Odłączniki nN	205	7,36	2,18
	Odłączniki SN	69	2,48	2,65
	Podstawy bezpiecznikowe SN	109	3,91	2,05
	Podstawy bezpiecznikowe nN	121	4,34	1,28
	Rozłączniki nN	102	3,66	1,23
	Rozłączniki SN	23	0,83	1,58
	Szyny zbiorcze nN	120	4,31	5,67
	Konstrukcja stacji (X)	43	1,54	1,88
	Szyny zbiorcze SN	47	1,69	2,96
	Mostki i złączki nN (U)	306	10,99	---
	Mostki i złączki SN (V)	105	3,77	---
	Transformatory SN/nN	99	3,55	4,04
	Wyłłączniki SN	84	3,02	6,33
Wyłłączniki nN	65	2,33	2,35	
Układy uziomowe stacji (W)	30	1,08	1,31	
Stacje napowietrzne	Kondensatory nN	233	8,07	2,96
	Głowice kablowe nN	65	2,25	0,99
	Głowice kablowe SN	140	4,85	0,90
	Izolatory nN	295	10,22	0,42
	Izolatory SN	180	6,23	0,69
	Odgromniki nN	212	7,34	1,07
	Odgromniki SN	202	7,00	1,97

1	2	3	4	5
Stacje napowietrzne	Odlącniki nN	107	3,71	2,30
	Odlącniki SN	103	3,57	2,99
	Podstawy bezpiecznikowe SN	92	3,19	1,10
	Podstawy bezpiecznikowe nN	101	3,50	1,73
	Rozłącniki nN	127	4,40	1,28
	Rozłącniki SN	50	1,73	1,60
	Mostki i złączki nN (U)	328	11,36	---
	Mostki i złączki SN (V)	60	2,08	---
	Konstrukcja stacji (X)	58	2,01	0,60
	Transformatory SN/nN	446	15,45	4,63
	Przewód pionowy nN w stacji (Y)	62	2,15	---
	Układy uziomowe stacji (W)	26	0,90	0,27

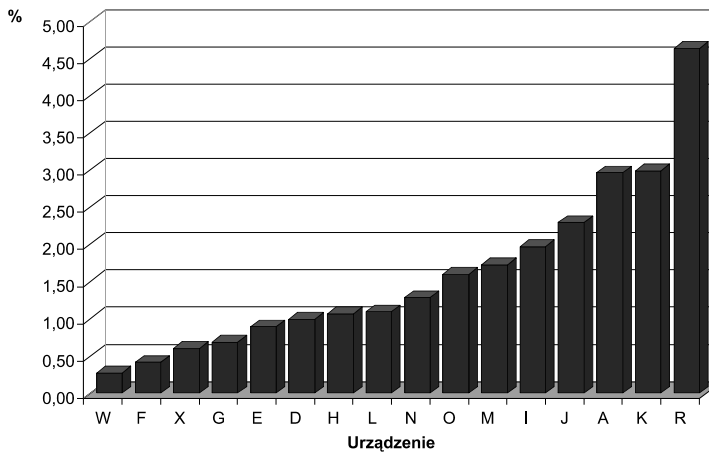


Rys. 4.14. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie awarii w stacjach SN/nN: a) wewnętrznych, b) napowietrznych (oznaczenia, jak w tabelach 4.2 oraz 4.3)

Na rysunkach 4.15 oraz 4.16 przedstawiono udziały awarii danej grupy urządzeń w ciągu jednego roku w odniesieniu do liczby zainstalowanych w stacjach SN/nN urządzeń z danej grupy.



Rys. 4.15. Średnia liczba awarii poszczególnych grup urządzeń stacji wewnętrznych w ciągu jednego roku w odniesieniu do całkowitej liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy, w kolejności rosnącej (oznaczenia, jak w tabelach 4.2 oraz 4.3)



Rys. 4.16. Średnia liczba awarii poszczególnych grup urządzeń stacji napowietrznych w ciągu jednego roku w odniesieniu do całkowitej liczby zainstalowanych urządzeń z danej grupy, w kolejności rosnącej (oznaczenia, jak w tabelach 4.2 oraz 4.3)

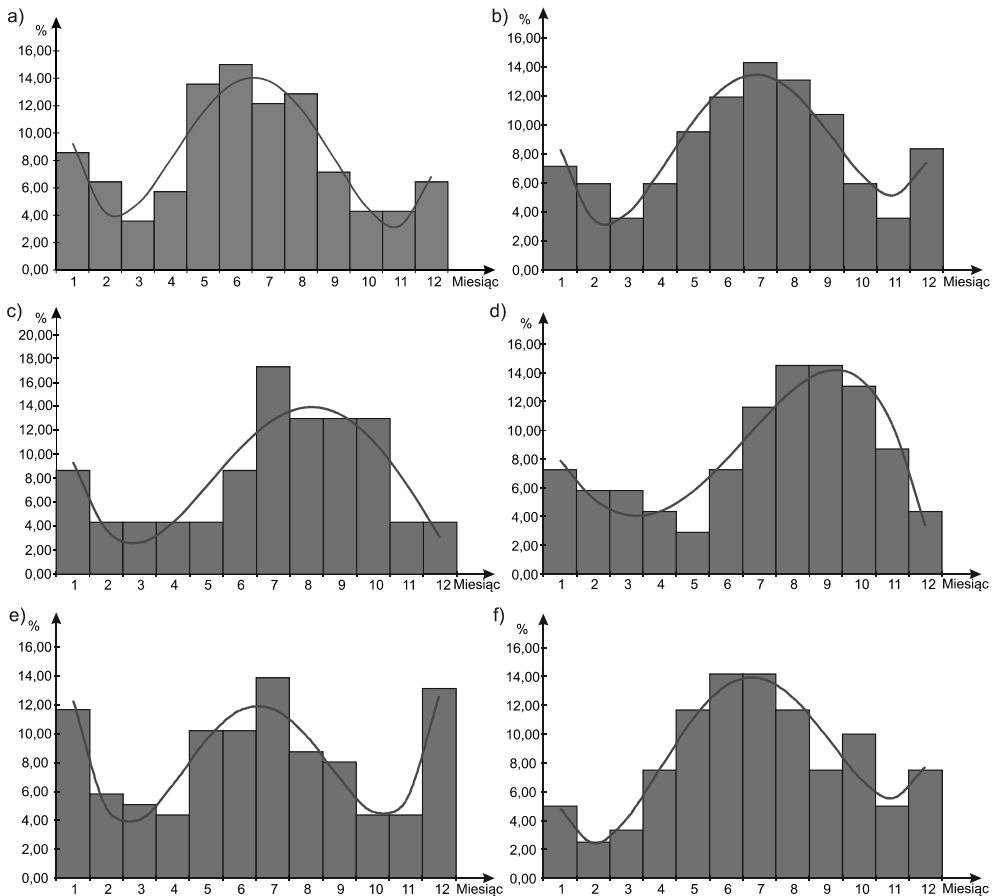
Analizując dane przedstawione na rysunkach 4.14-4.16 można zauważyć, iż najwięcej awarii we wewnętrznych stacjach SN/nN jest powodowanych przez mostki i złączki nN, izolatory nN oraz głowice kablowe SN. W stacjach napowietrznych awariom najczęściej ulegają transformatory, mostki i złączki nN oraz izolatory nN. Odnosząc liczbę awarii danej grupy urządzeń do ich zainstalowanej liczby w stacjach SN/nN, można stwierdzić, iż najbardziej awaryjnymi urządzeniami w stacjach wewnętrznych są wyłączniki SN, szyny zbiorcze nN oraz transformatory SN/nN, natomiast w stacjach napowietrznych transformatory SN/nN, odłączniki SN oraz kondensatory nN.

4.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN

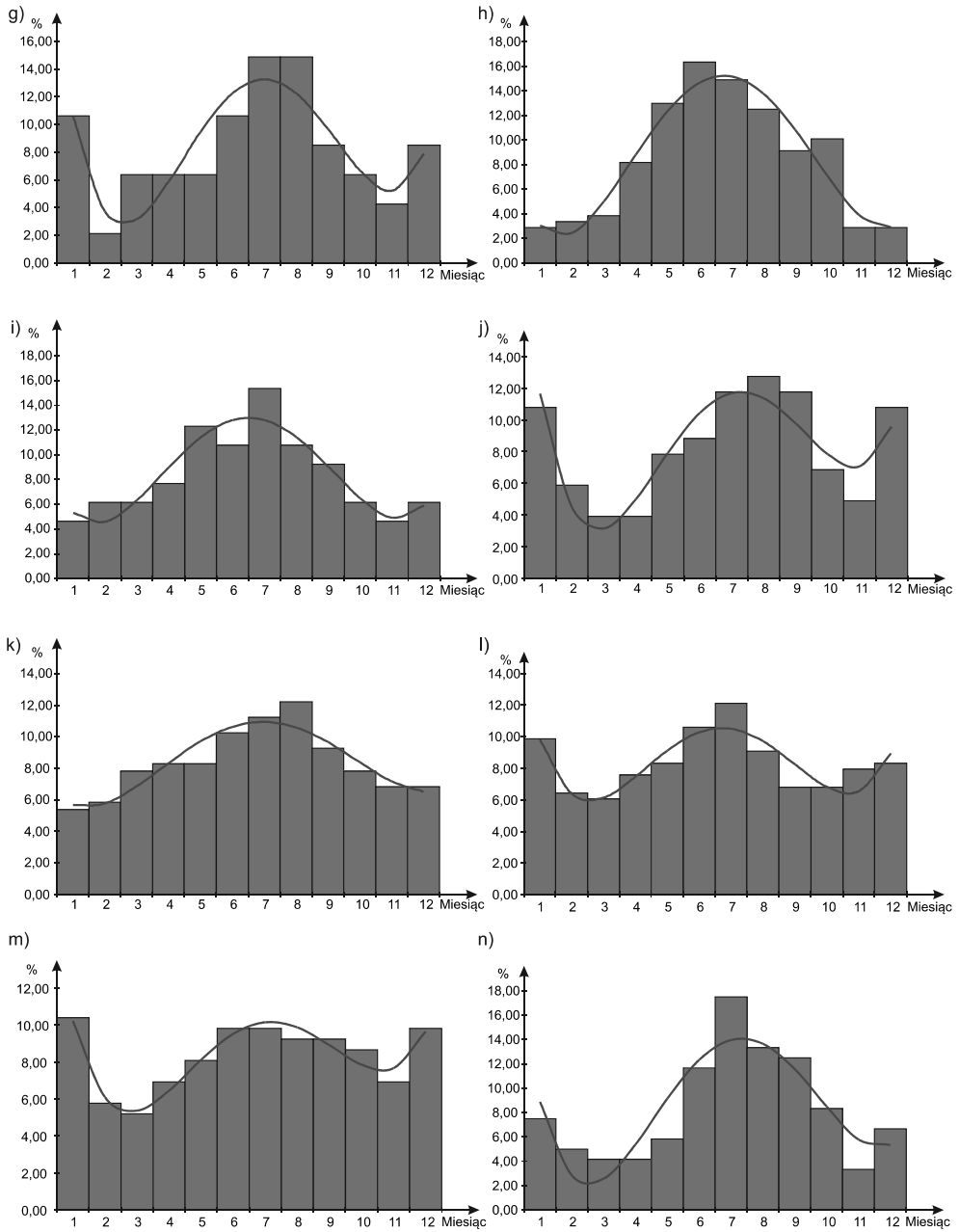
W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analizy cech oraz parametrów niezawodnościowych urządzeń eksploatowanych w dystrybucyjnych stacjach elektroenergetycznych SN/nN. Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.5. Zaprezentowano niezależne analizy dla urządzeń pracujących w stacjach wewnętrznych oraz napowietrznych.

4.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

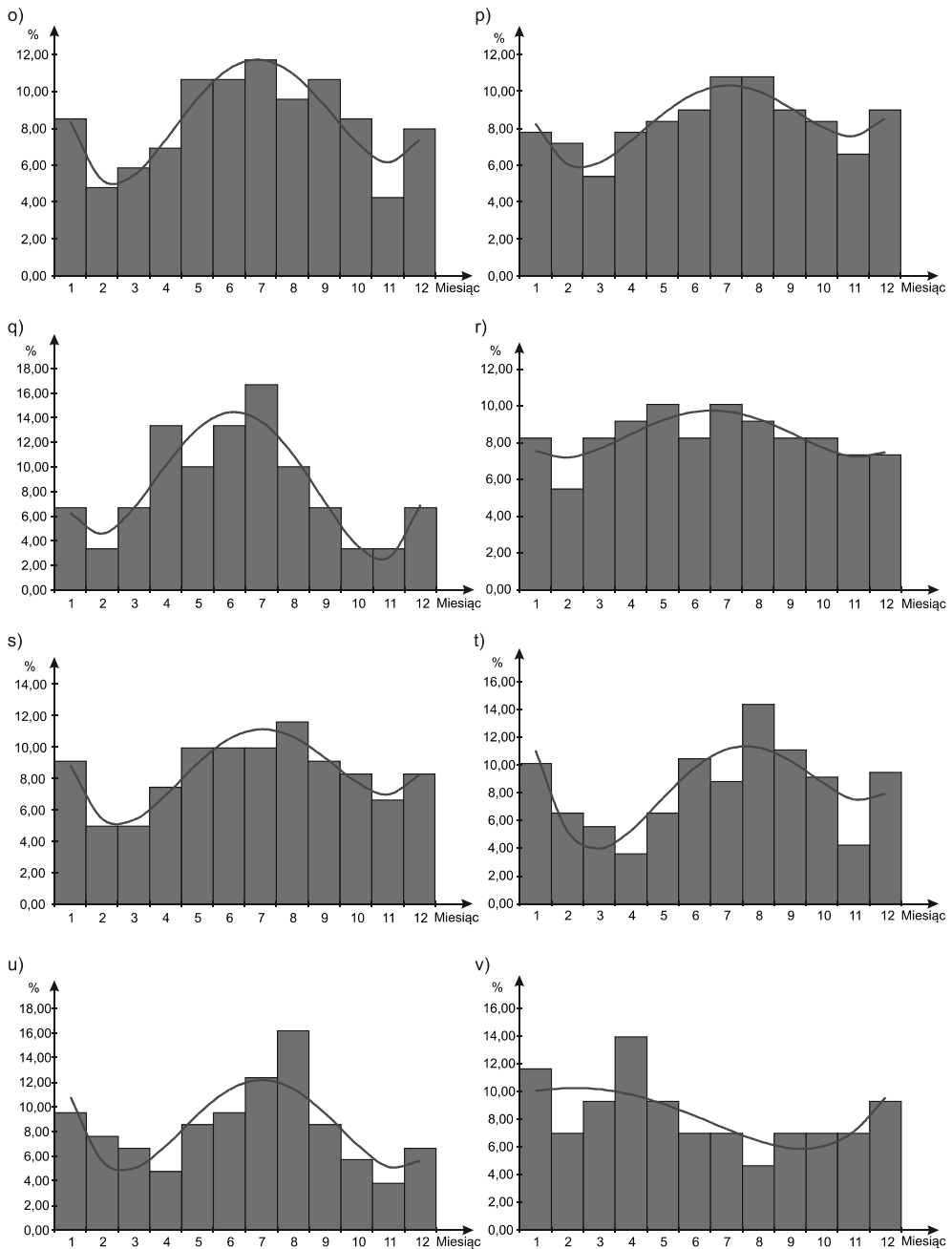
Na rysunkach 4.17 oraz 4.18 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN w poszczególnych miesiącach roku oraz pokazano funkcje aproksymacyjne.



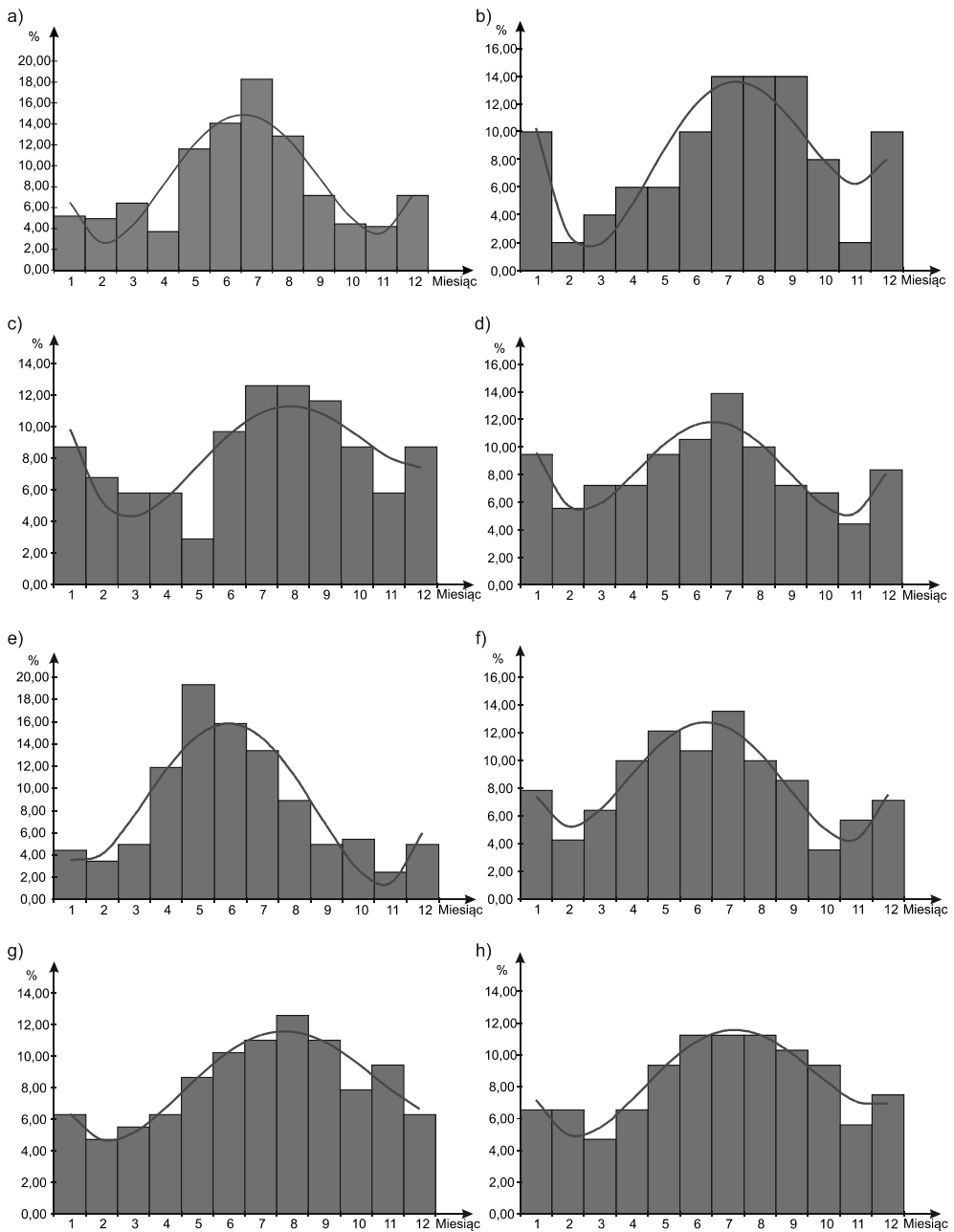
Rys. 4.17a-f. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach wewnętrznych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) wyłączników SN, c) rozłączników SN, d) odłączników SN, e) izolatorów SN, f) odgromników SN



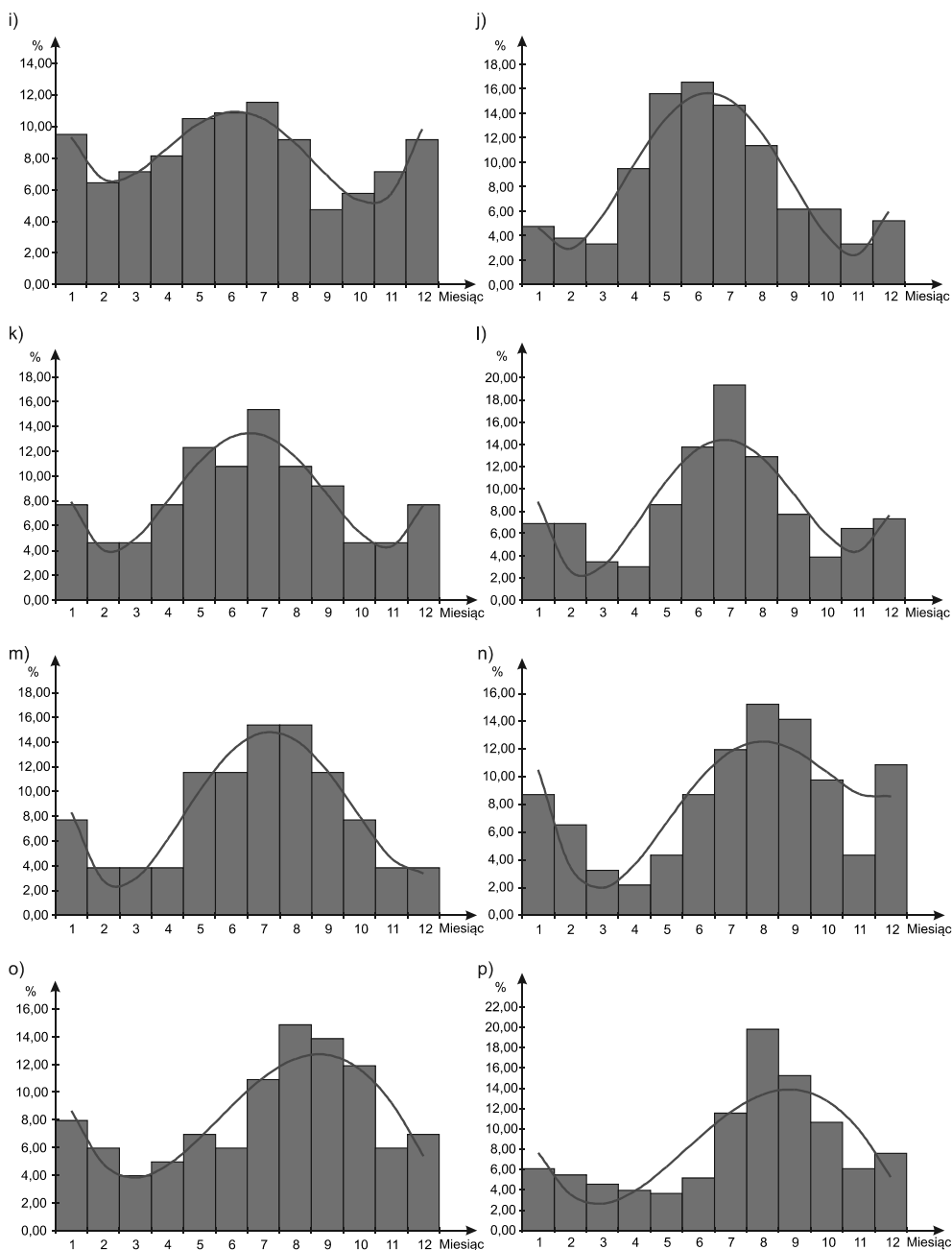
Rys. 4.17g-n. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach wewnętrznych SN/nN: g) szyn zbiorczych SN, h) głowic kablowych SN, i) wyłączników nN, j) rozłączników nN, k) odłączników nN, l) izolatorów nN, m) odgromników nN, n) szyn zbiorczych nN



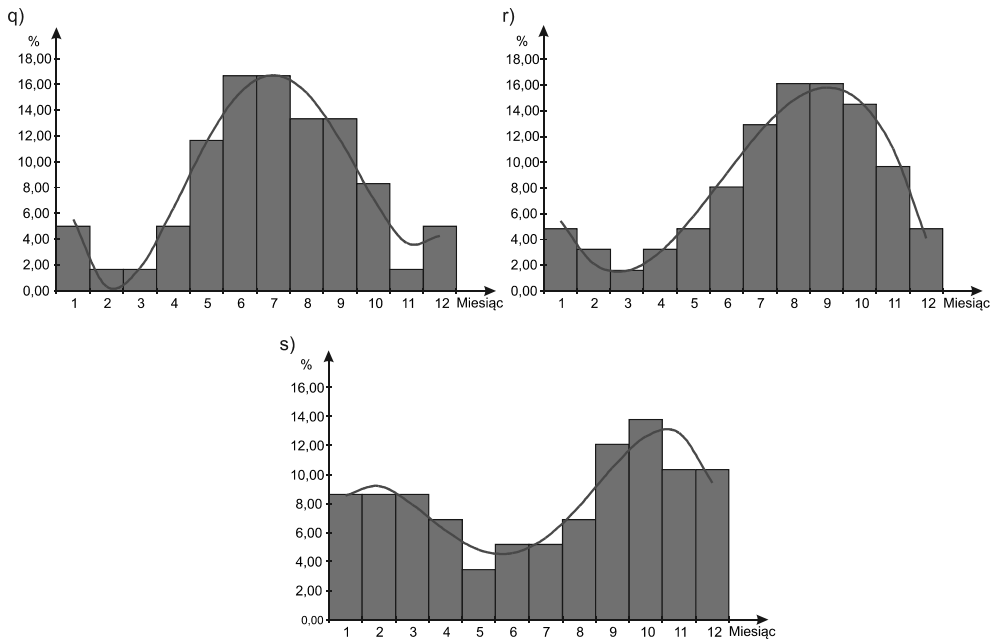
Rys. 4.17o-v. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach wewnętrznych SN/nN: o) głowic kablowych nN, p) baterii kondensatorów nN, q) układów uziomowych stacji, r) podstaw bezpiecznikowych SN, s) podstaw bezpiecznikowych nN, t) połączeń i mostków nN, u) połączeń i mostków SN, v) konstrukcji stacji SN/nN



Rys. 4.18a-h. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach napowietrznych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) rozłączników SN, c) odłączników SN, d) izolatorów SN, e) odgromników SN, f) głowic kablowych SN, g) rozłączników nN, h) odłączników nN



Rys. 4.18i-p. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach napowietrznych SN/nN: i) izolatorów nN, j) odgromników nN, k) głowic kablowych nN, l) baterii kondensatorów nN, m) układów uziomowych stacji, n) podstaw bezpiecznikowych SN, o) podstaw bezpiecznikowych nN, p) połączeń i mostków nN



Rys. 4.18q-s. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości uszkodzeń urządzeń eksploatowanych w stacjach napowietrznych SN/nN: q) połączeń i mostków SN, r) przewodów pionowych nN, s) konstrukcji stacji SN/nN

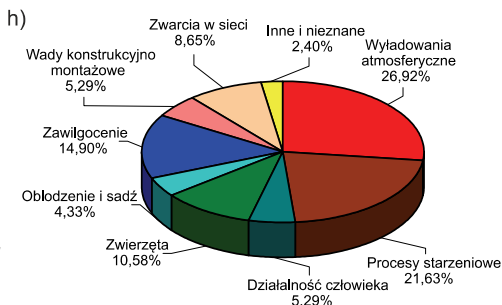
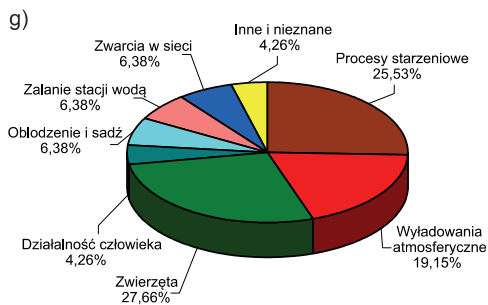
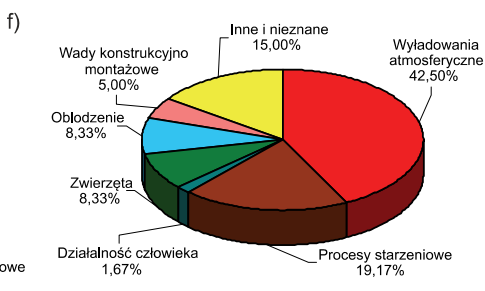
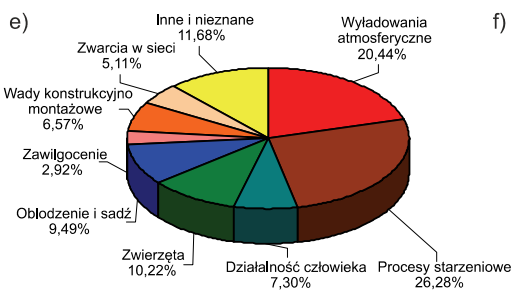
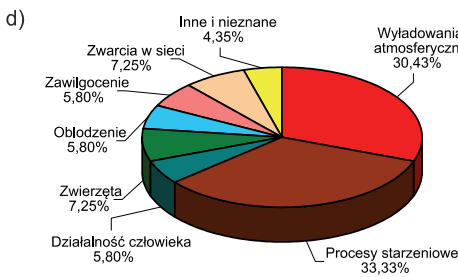
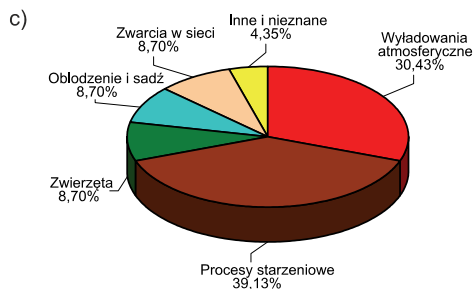
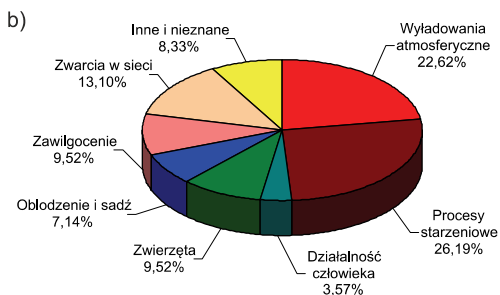
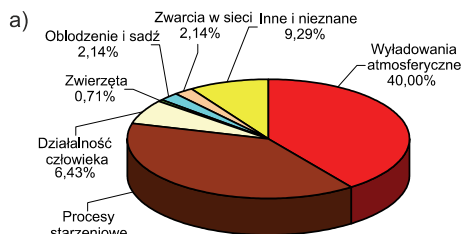
Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń, przedstawionych na rysunkach 4.17 oraz 4.18 zawiera tabela 4.4. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 4.4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

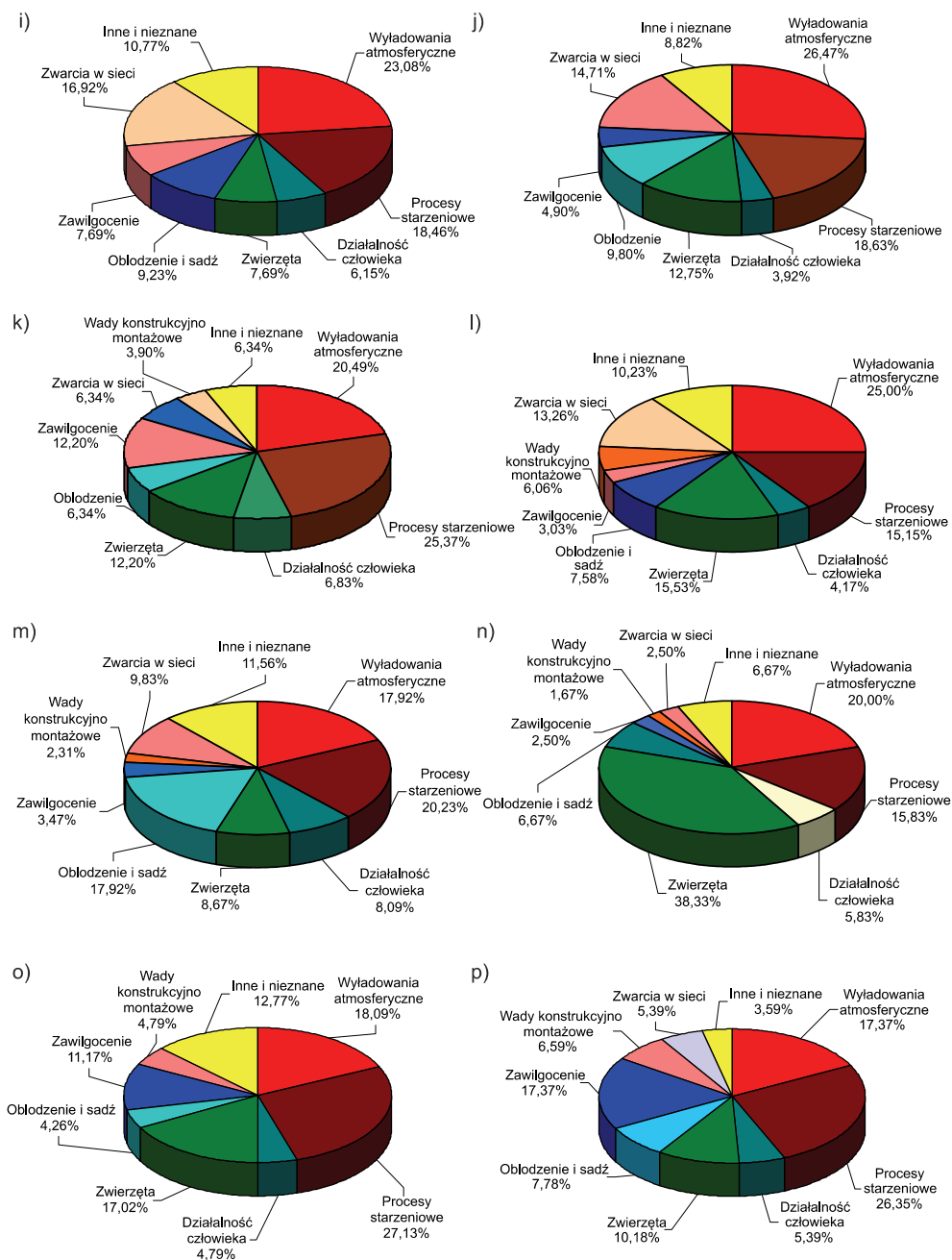
Rodzaj stacji	Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
		a	b	c	d	e	
1	2	3	4	5	6	7	8
Stacje wewnętrzne	Kondensatory nN	0,0106	-0,2909	2,5932	-8,0763	14,0083	0,90
	Głowice kablowe nN	0,0170	-0,4609	4,0487	-12,3471	17,1234	0,91
	Głowice kablowe SN	0,0188	-0,5073	4,1429	-9,7384	9,1103	0,96
	Izolatory nN	0,0162	-0,4310	3,7712	-11,9670	18,4324	0,88
	Izolatory SN	0,0354	-0,9221	7,9650	-25,4029	30,6164	0,93
	Odgromniki nN	0,0151	-0,4152	3,8118	-12,8807	19,7014	0,96
	Odgromniki SN	0,0236	-0,6224	5,1850	-13,9418	14,1793	0,95
	Odlączniki nN	0,0060	-0,1625	1,3222	-2,8143	7,2912	0,93

1	2	3	4	5	6	7	8
Stacje wewnętrzne	Odlącniki SN	-0,0051	0,0332	0,6723	-4,8185	12,0334	0,94
	Podstawy bezpiecznikowe SN	0,0051	-0,1349	1,0959	-2,7802	9,3828	0,76
	Podstawy bezpiecznikowe nN	0,0154	-0,4225	3,7940	-12,0389	17,4702	0,95
	Rozłączniki nN	0,0249	-0,6958	6,4738	-22,0962	27,9511	0,91
	Rozłączniki SN	0,0122	-0,4167	4,4794	-16,3748	21,7062	0,89
	Szyny zbiorcze nN	0,0240	-0,6900	6,4264	-20,8530	23,9815	0,90
	Szyny zbiorcze SN	0,0297	-0,8133	7,3125	-23,5710	27,6327	0,88
	Konstrukcja stacji	0,0023	-0,0290	-0,0150	0,4011	9,6958	0,67
	Połączenia i mostki nN	0,0171	-0,4992	4,8369	-17,0839	23,7993	0,80
	Połączenia i mostki SN	0,0202	-0,5667	5,1982	-17,1320	23,3045	0,81
	Transformatory SN/nN	0,0312	-0,8215	6,9706	-20,6555	23,7254	0,93
	Wylłączniki SN	0,0265	-0,7156	6,2570	-19,0082	21,7623	0,94
	Wylłączniki nN	0,0163	-0,4222	3,3612	-8,0992	10,4545	0,93
	Układy uziomowe stacji	0,0273	-0,6826	5,3037	-13,2094	14,7896	0,92
Stacje napowietrzne	Kondensatory nN	0,0332	-0,8925	7,7919	-23,8084	25,7099	0,84
	Głowice kablowe nN	0,0271	-0,7091	5,9594	-17,1883	19,8252	0,95
	Głowice kablowe SN	0,0218	-0,5560	4,4757	-12,0177	15,4960	0,93
	Izolatory nN	0,0189	-0,4758	3,8717	-11,2197	17,1366	0,91
	Izolatory SN	0,0214	-0,5643	4,8253	-14,6602	19,9593	0,92
	Odgromniki nN	0,0297	-0,7559	5,9601	-14,7490	14,1307	0,96
	Odgromniki SN	0,0271	-0,6537	4,6980	-9,3435	8,8009	0,93
	Odlącniki nN	0,0119	-0,3357	3,0152	-9,0350	13,4877	0,94
	Odlącniki SN	0,0124	-0,3747	3,7398	-13,3376	19,8245	0,78
	Podstawy bezpiecznikowe SN	0,0190	-0,5711	5,6880	-20,3485	25,7164	0,84
	Podstawy bezpiecznikowe nN	0,0049	-0,2061	2,5265	-10,0253	16,3316	0,88
	Rozłączniki nN	0,0079	-0,2390	2,2769	-6,9140	11,2205	0,95
	Rozłączniki SN	0,0294	-0,8252	7,6143	-25,1021	28,5656	0,88
	Połączenia i mostki nN	0,0050	-0,2235	2,7951	-10,9709	16,0338	0,80
	Połączenia i mostki SN	0,0330	-0,9062	7,9393	-23,1844	21,6793	0,97
	Konstrukcja stacji	-0,0167	0,4017	-2,9602	6,9823	4,1362	0,92
	Transformatory SN/nN	0,0313	-0,8185	6,8048	-18,9557	19,4358	0,90
	Przewód pionowy nN w stacji	0,0009	-0,1360	2,1853	-8,9568	12,3656	0,99
Układy uziomowe stacji	0,0244	-0,6985	6,4259	-20,2675	22,8244	0,97	

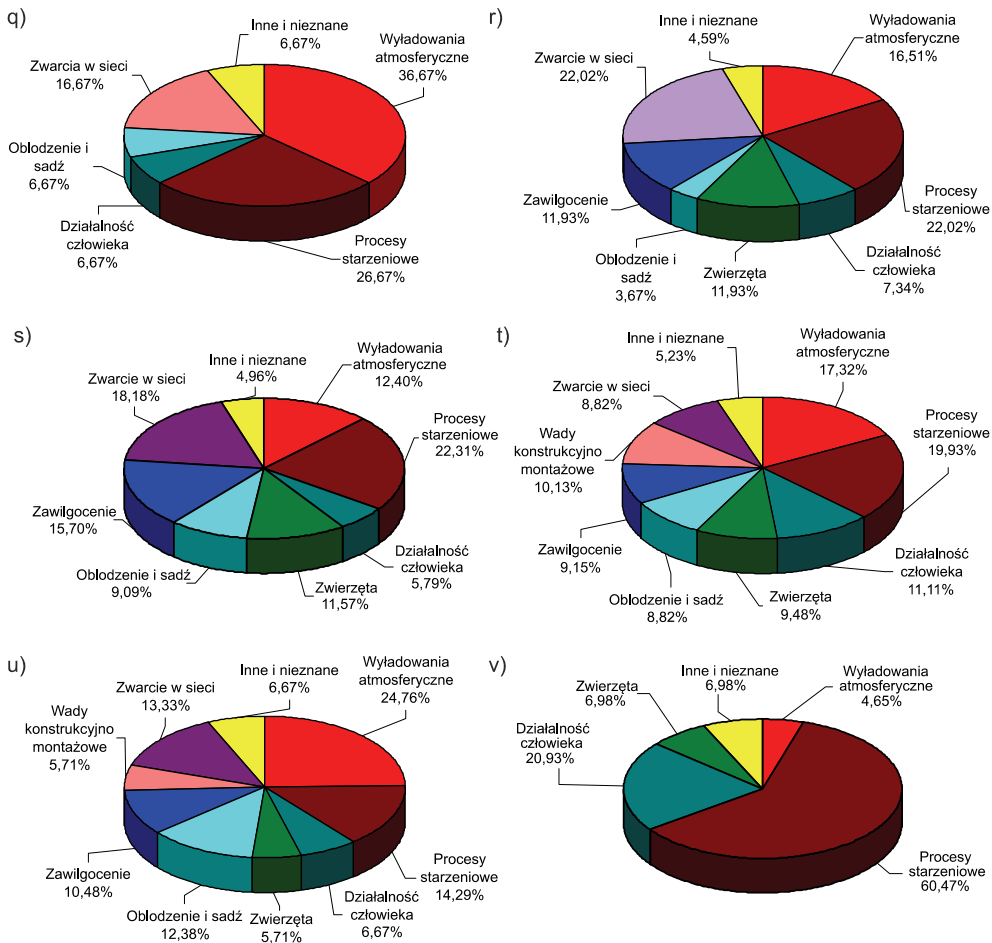
Na rysunkach 4.19 i 4.20 przedstawiono procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



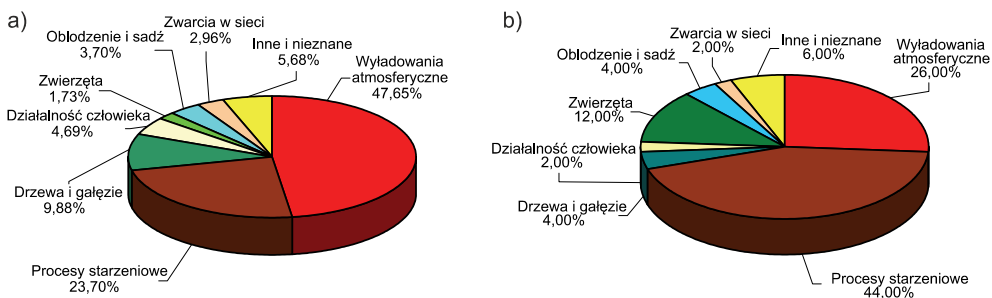
Rys. 4.19a-h. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) wyłączników SN, c) rozłączników SN, d) odłączników SN, e) izolatorów SN, f) odgromników SN, g) szyn zbiorczych SN, h) głowic kablowych SN



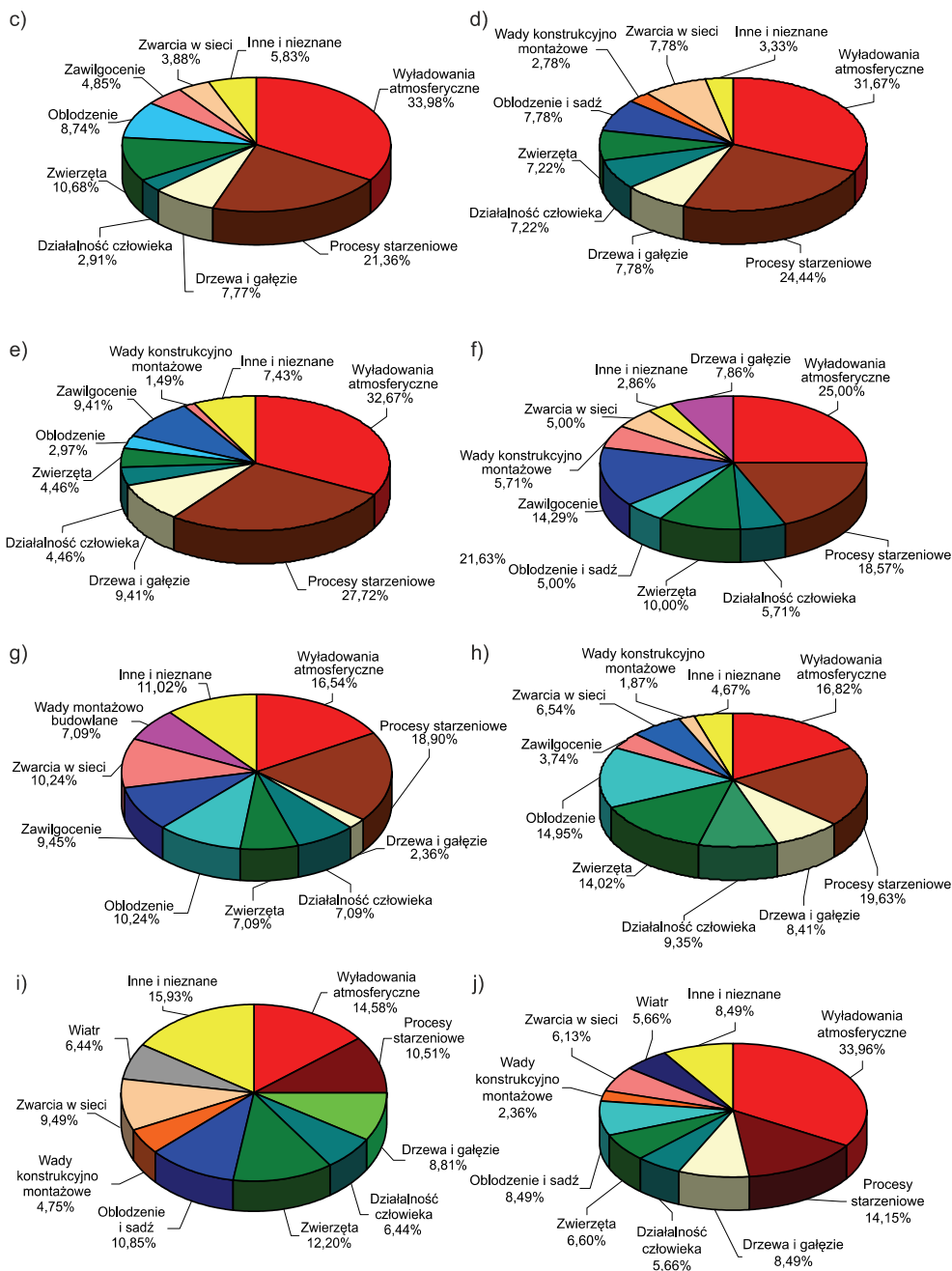
Rys. 4.19i-p. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: i) wyłączników nN, j) rozłączników nN, k) odłączników nN, l) izolatorów nN, m) odgromników nN, n) szyn zbiorczych nN, o) głowic kablowych nN, p) baterii kondensatorów nN



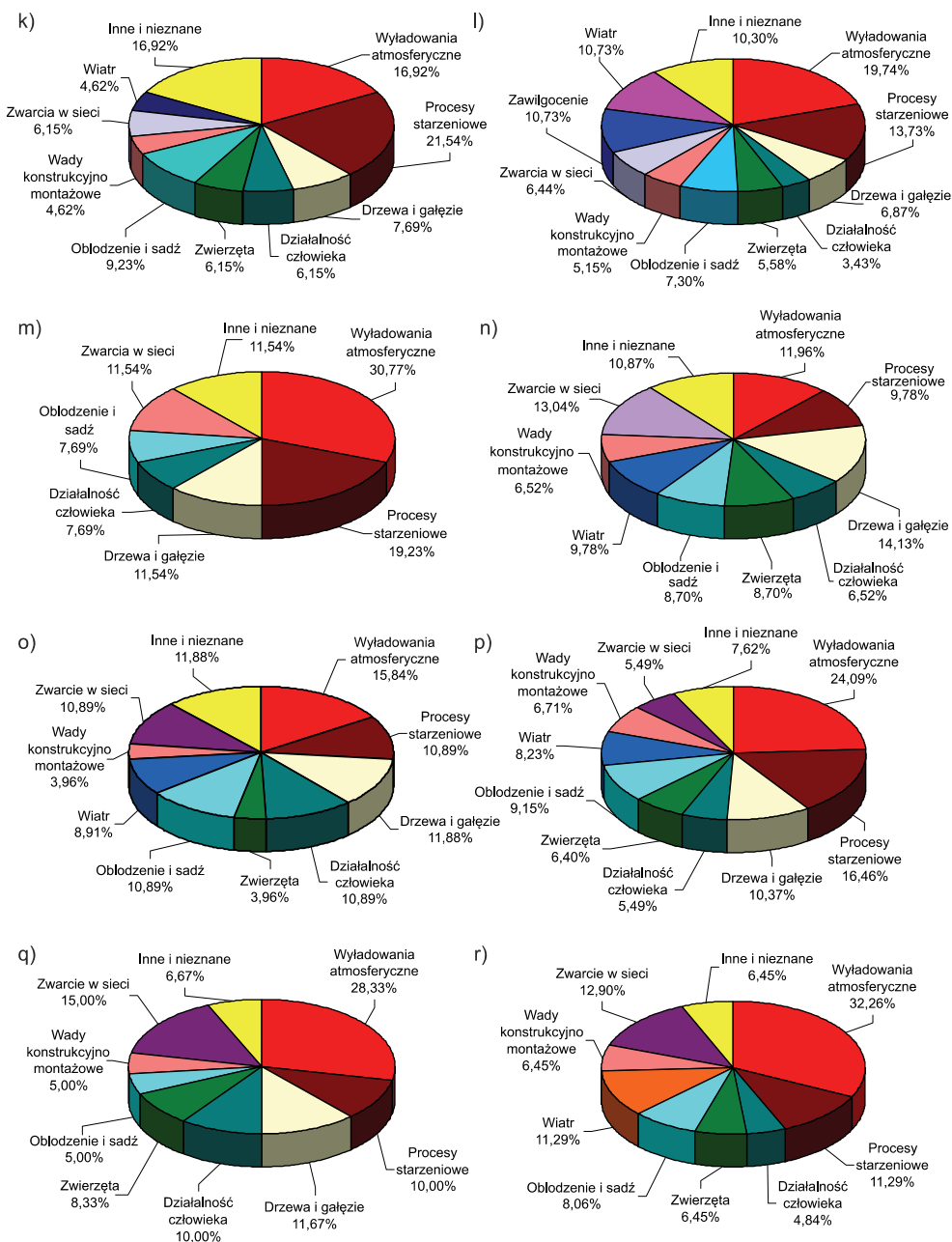
Rys. 4.19q-v. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: q) układów uziomowych stacji, r) podstaw bezpiecznikowych SN, s) podstaw bezpiecznikowych nN, t) połączeń i mostków nN, u) połączeń i mostków SN, v) konstrukcji stacji SN/nN



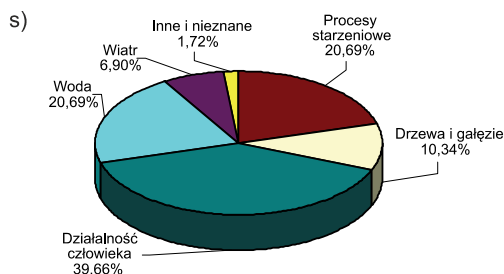
Rys. 4.20a-b. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) rozłączników SN



Rys. 4.20c-j. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: c) odłączników SN, d) izolatorów SN, e) odgromników SN, f) głowic kablowych SN, g) rozłączników nN, h) odłączników nN, i) izolatorów nN, j) odgromników nN

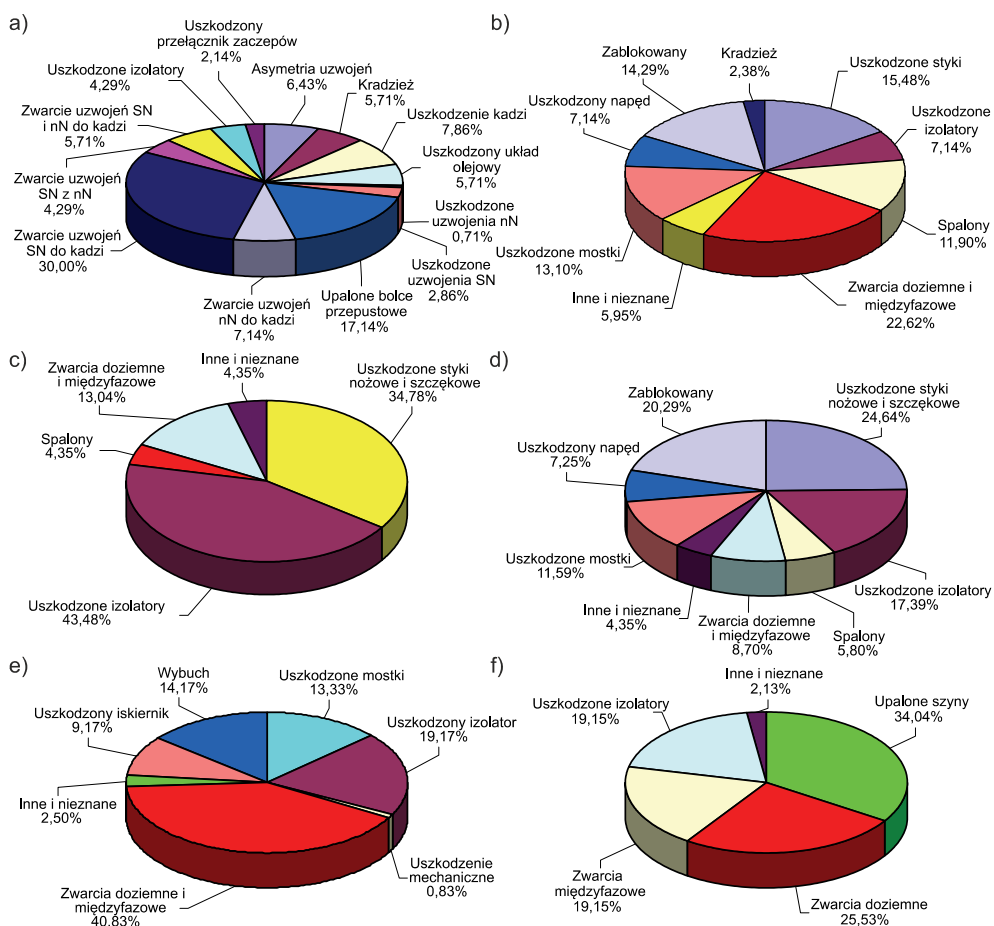


Rys. 4.20k-r. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: k) głowic kablowych nN, l) baterii kondensatorów nN, m) układów uziomowych stacji, n) podstaw bezpiecznikowych SN, o) podstaw bezpiecznikowych nN, p) połączeń i mostków nN, q) połączeń i mostków SN, r) przewodów pionowych nN

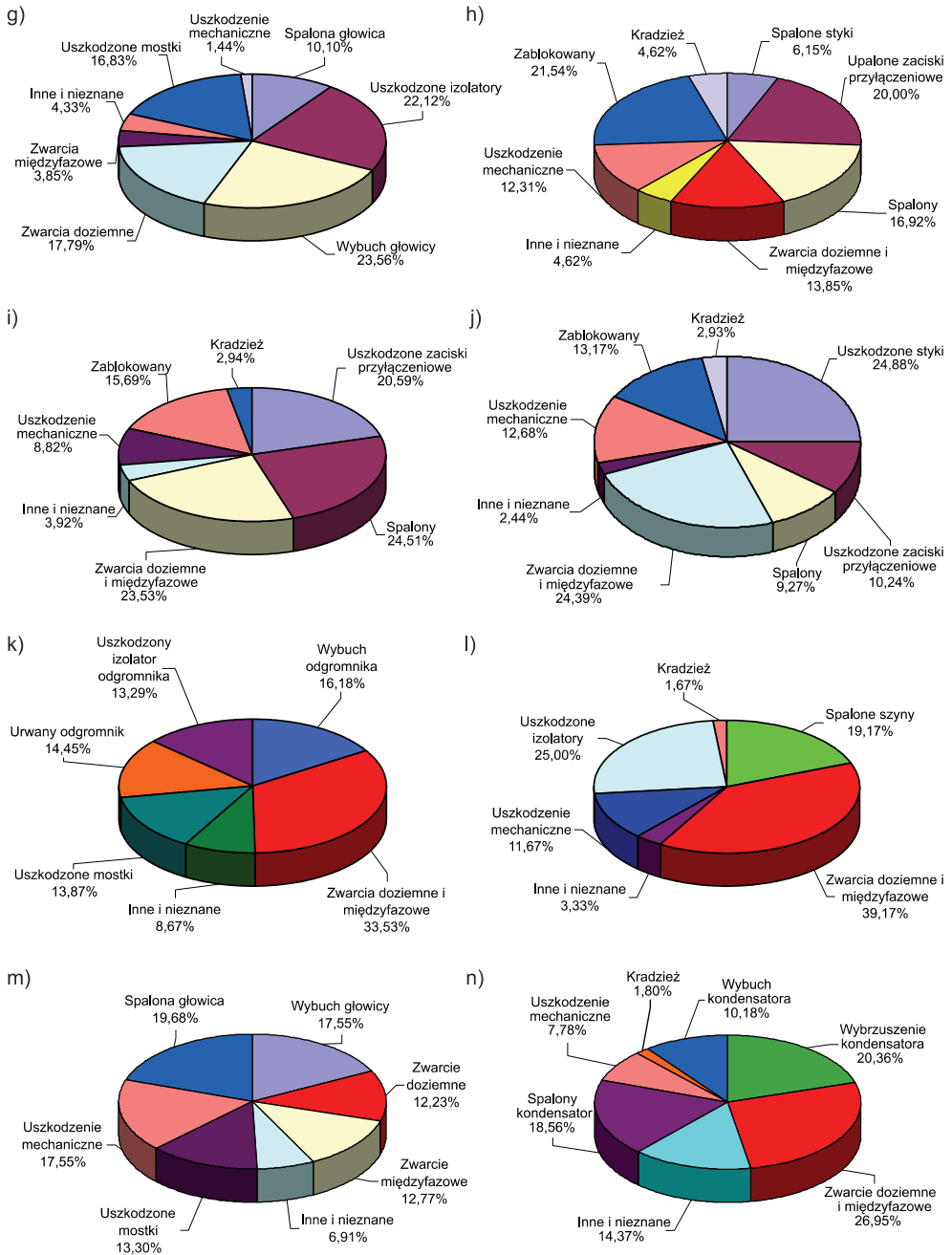


Rys. 4.20s. Procentowy udział przyczyn awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: s) konstrukcji stacji SN/nN

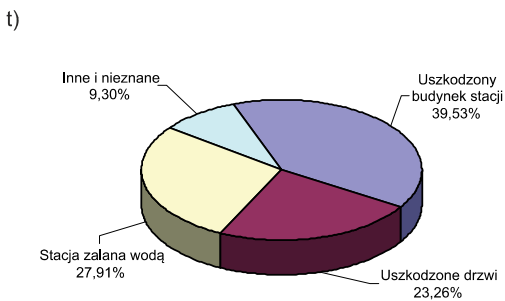
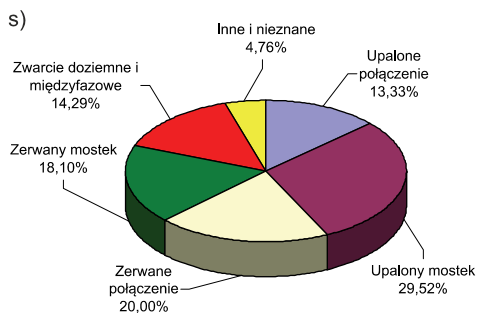
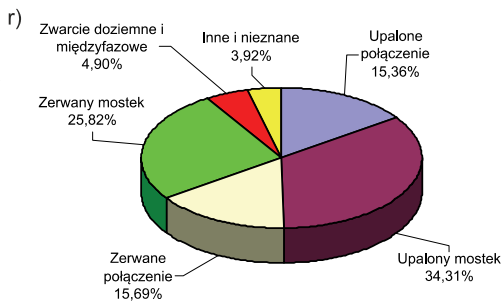
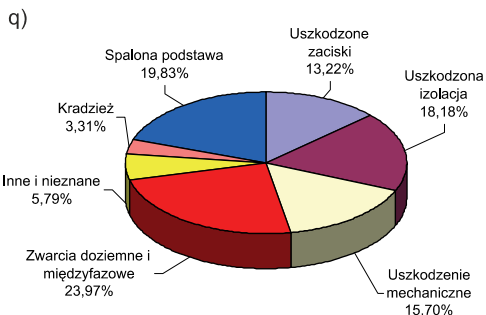
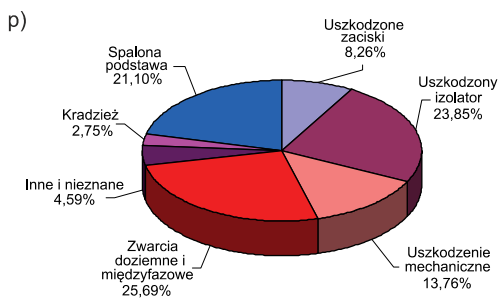
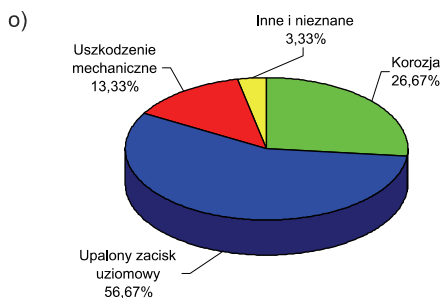
Na rysunkach 4.21 oraz 4.22 przedstawiono procentowy udział skutków uszkodzeń urządzeń zainstalowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN.



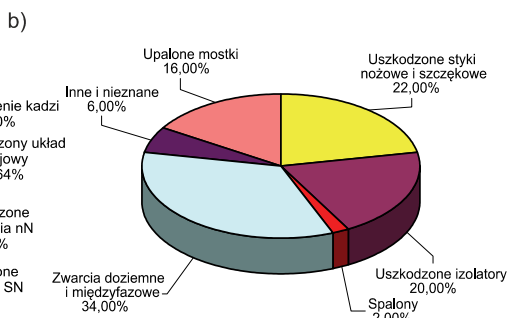
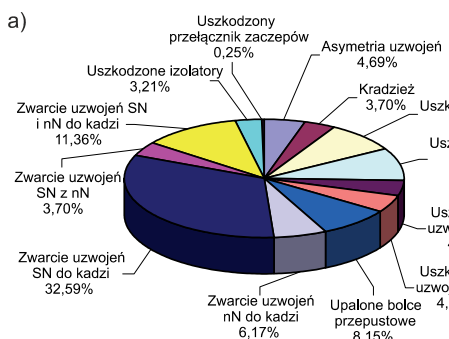
Rys. 4.21a-f. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych we wnętrzych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) wyłączników SN, c) rozłączników SN, d) odłączników SN, e) odgromników SN, f) szyn zbiorczych SN



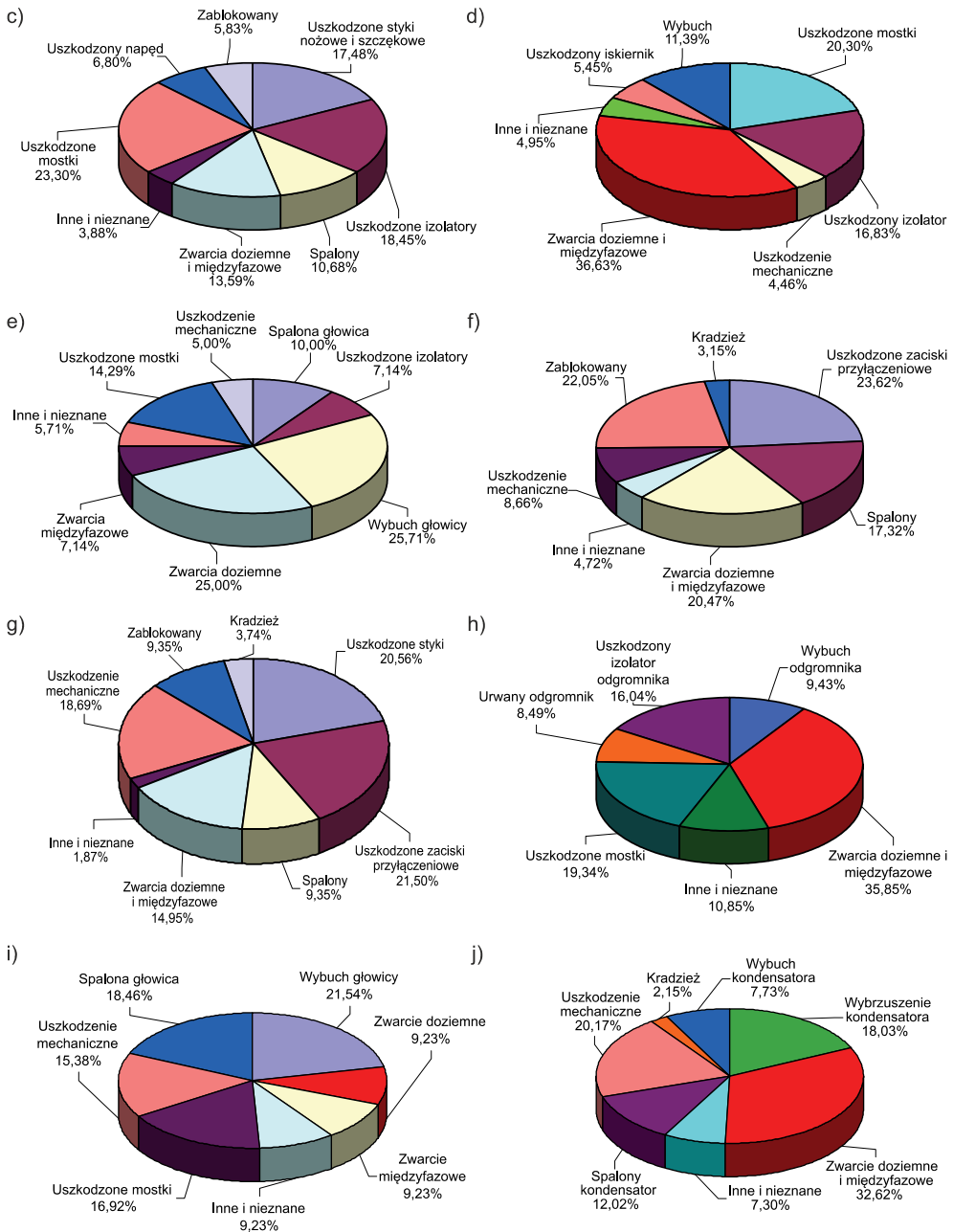
Rys. 4.21g-n. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych we wewnętrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: g) głowic kablowych SN, h) włazowników nN, i) rozłączników nN, j) odłączników nN k) odgromników nN, l) szyn zbiorczych nN, m) głowic kablowych nN, n) baterii kondensatorów nN



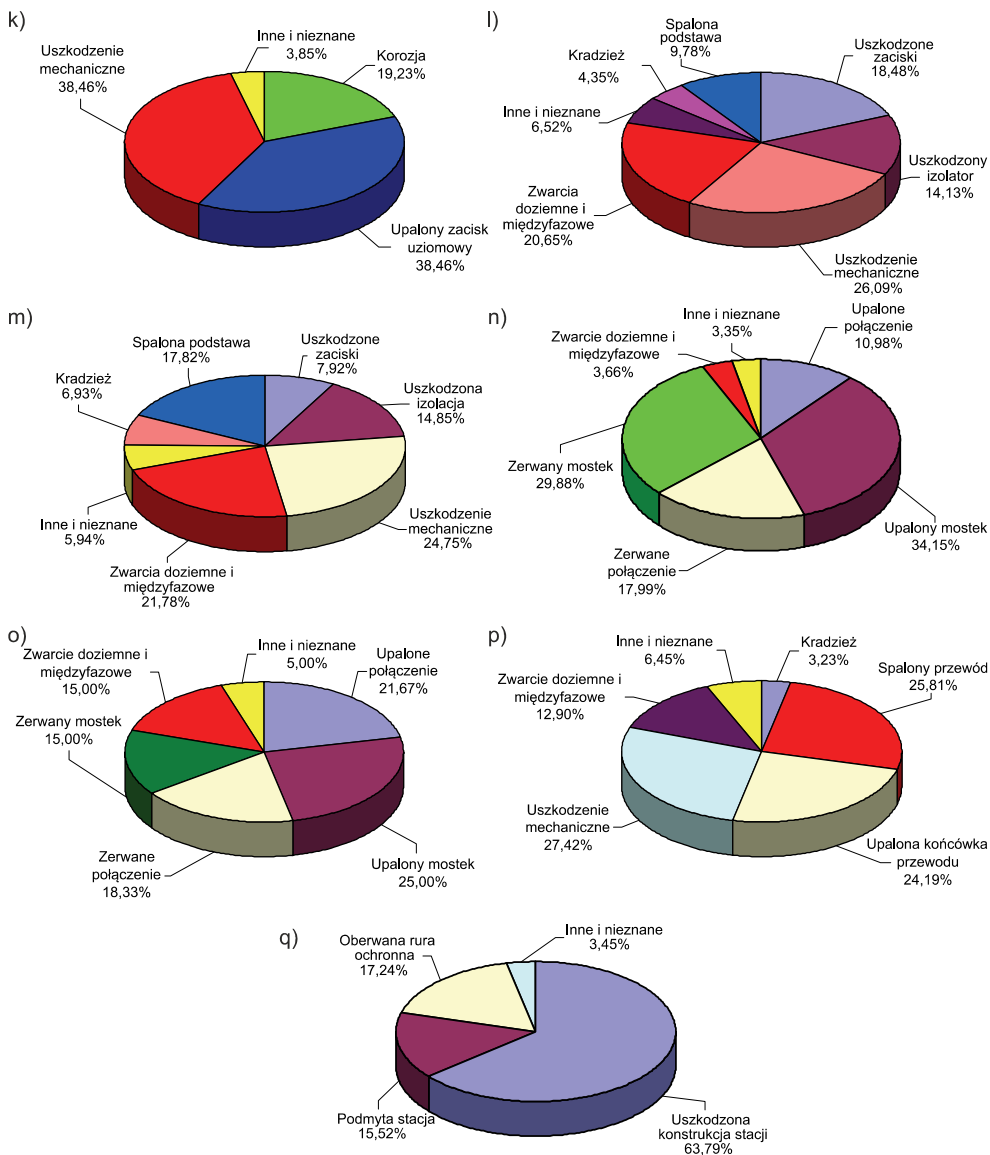
Rys. 4.21o-t. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych we wnętrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: o) układów uziomowych stacji, p) podstaw bezpiecznikowych SN, q) podstaw bezpiecznikowych nN, r) połączeń i mostków nN, s) połączeń i mostków SN, t) konstrukcji stacji SN/nN



Rys. 4.22a-b. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: a) transformatorów SN/nN, b) rozłączników SN



Rys. 4.22c-j. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: c) odłączników SN, d) odgromników SN, e) głowic kablowych SN, f) rozłączników nN, g) odłączników nN, h) odgromników nN, i) głowic kablowych nN, j) baterii kondensatorów nN



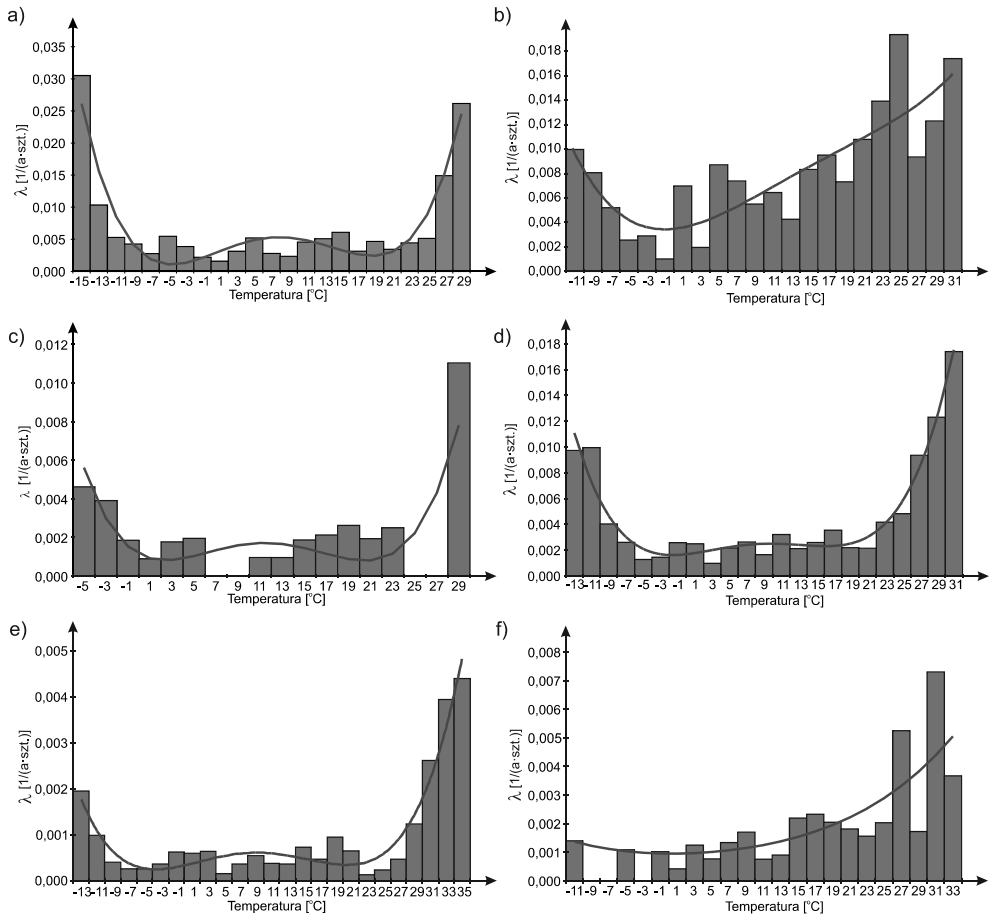
Rys. 4.22k-q. Procentowy udział skutków awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN: k) układów uziomowych stacji, l) podstaw bezpiecznikowych SN, m) podstaw bezpiecznikowych nN, n) połączeń i mostków nN, o) połączeń i mostków SN, p) przewodów pionowych nN, q) konstrukcji stacji SN/nN

W odniesieniu do izolatorów, nie są prowadzone dokładne statystyki dotyczące skutków ich uszkodzenia. Z danych autora wynika, iż uszkodzenie izolatorów SN polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym lub też wypaleniu ścieżki przewodzącej na powierzchni, co powoduje zwarcia doziemne lub międzyfazowe.

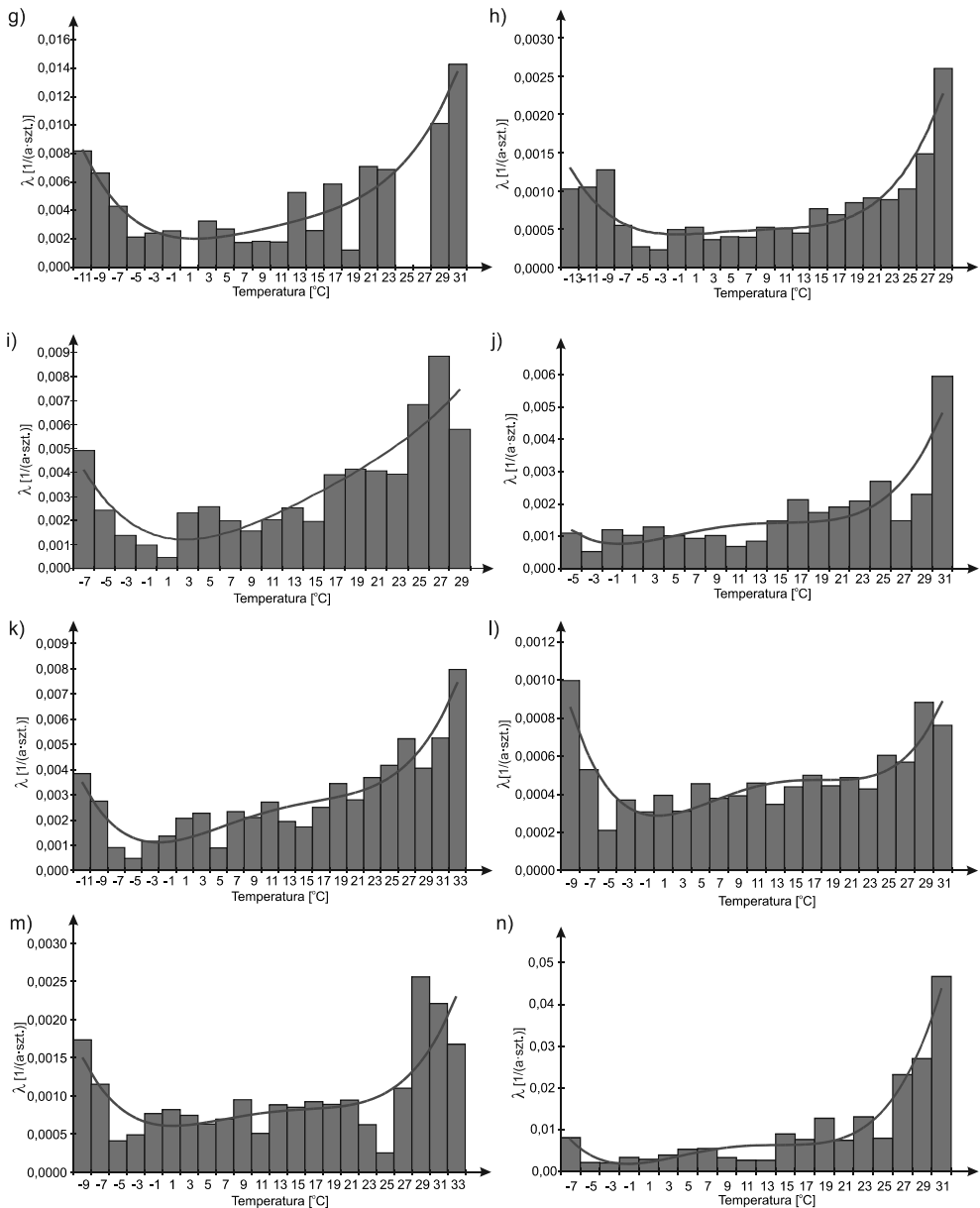
Często w wyniku działania łuku elektrycznego następuje tzw. „metalizowanie” powierzchni izolatora, co powoduje, iż traci on częściowo lub całkowicie właściwości izolacyjne. Z kolei uszkodzenie izolatorów nN polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym lub termicznym. Przebiecie elektryczne lub wypalenie ścieżki przewodzącej na powierzchni, powodujące zwarcia doziemne lub międzyfazowe zdarza się bardzo rzadko.

4.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN

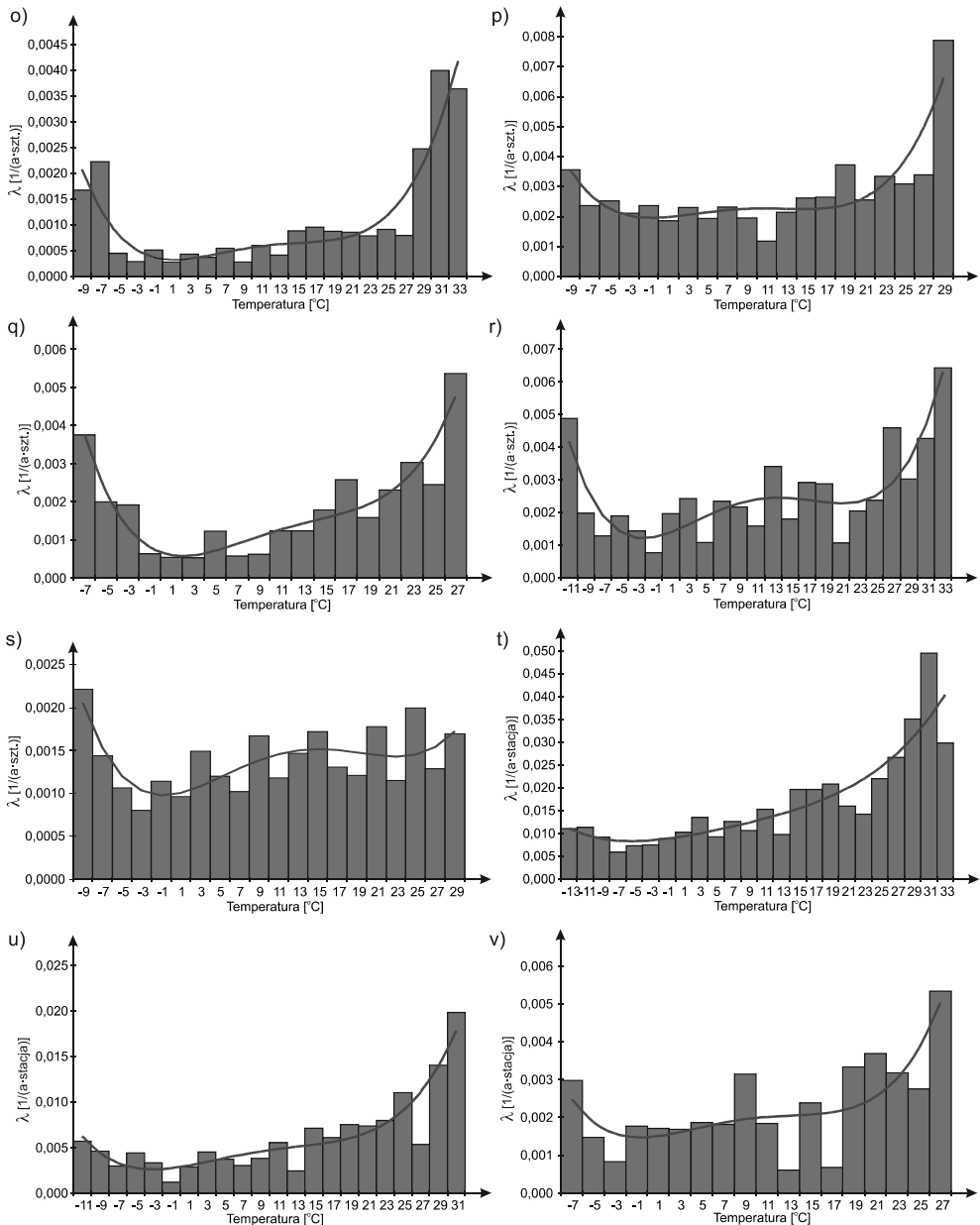
Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN. Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 4.23 oraz 4.24.



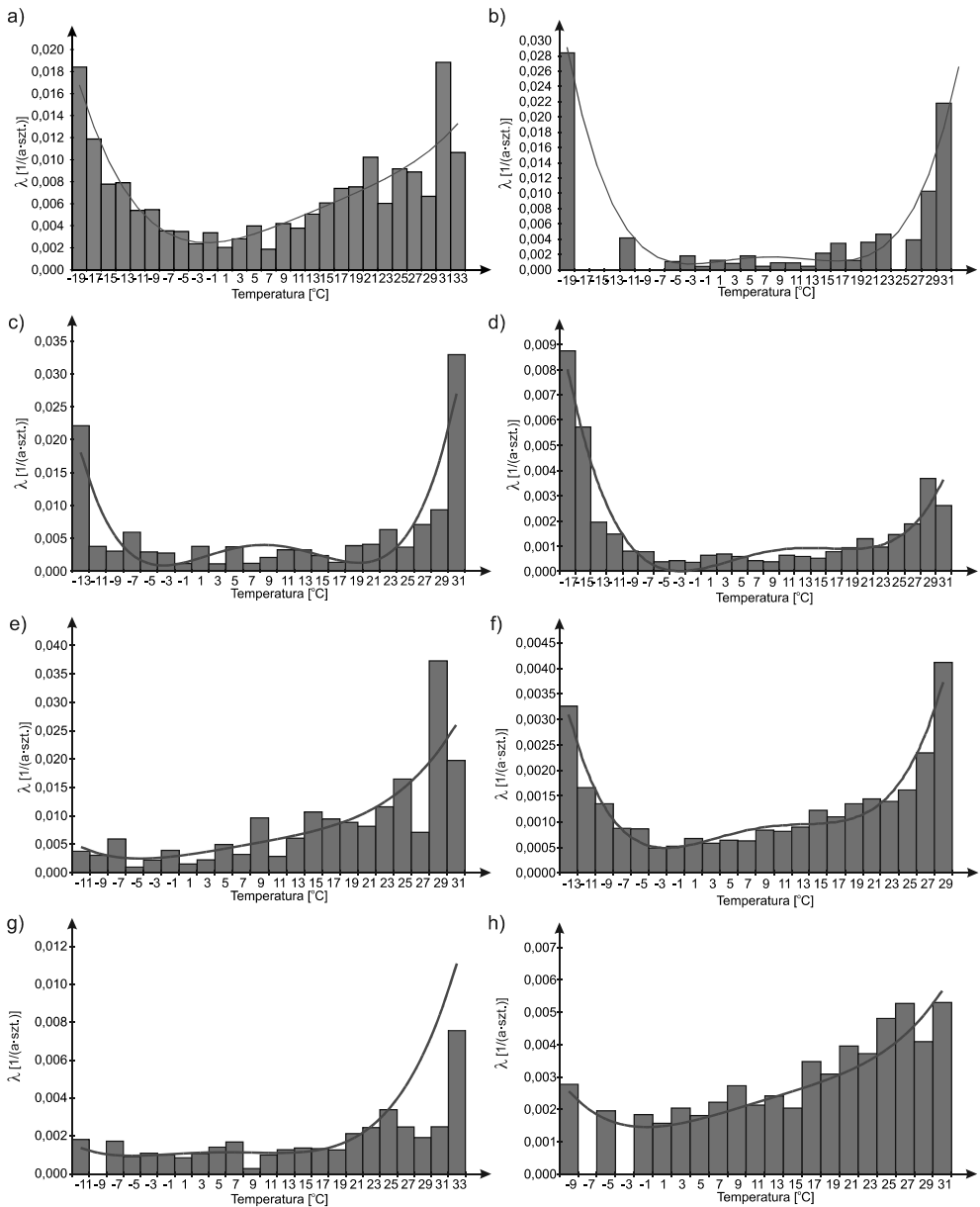
Rys. 4.23a-f. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych we wewnętrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: a) transformatorów SN/nN, b) wyłączników SN, c) rozłączników SN, d) odłączników SN, e) izolatorów SN, f) odgromników SN



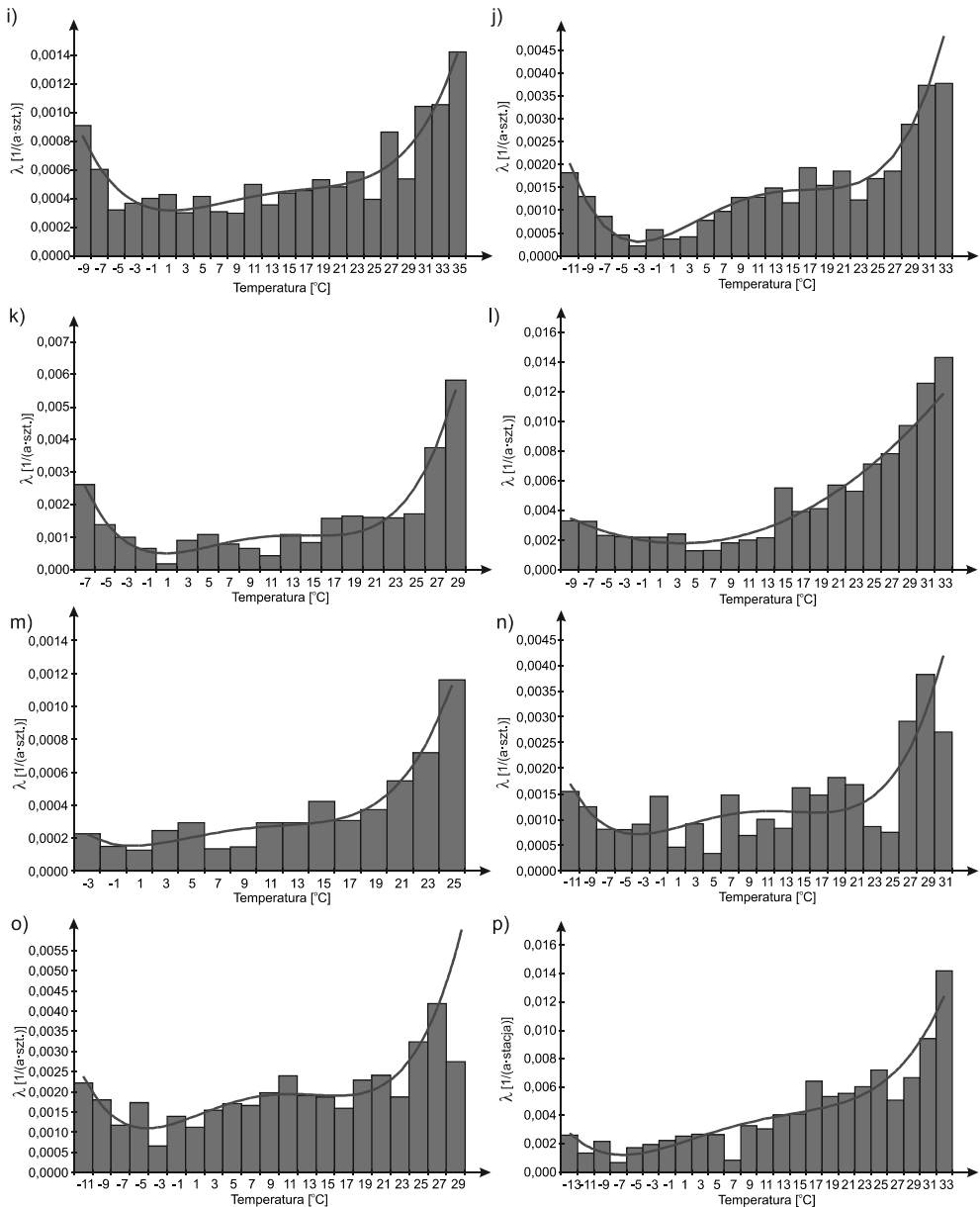
Rys. 4.23g-n. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: g) szyn zbiorczych SN, h) głowic kablowych SN, i) wyłączników nN, j) rozłączników nN, k) odłączników nN, l) izolatorów nN, m) odgromników nN, n) szyn zbiorczych nN



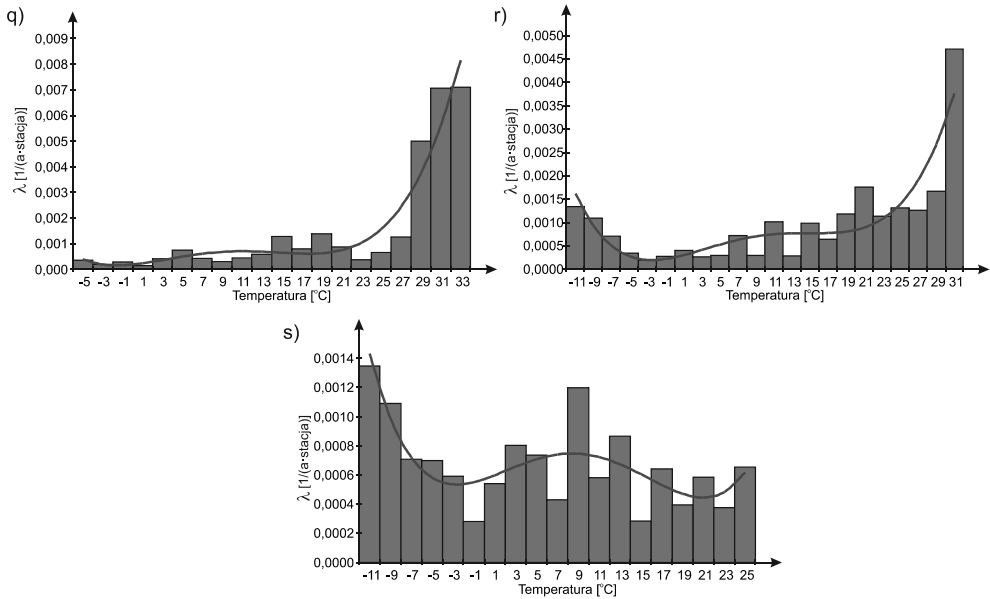
Rys. 4.230-v. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: o) głowic kablowych nN, p) baterii kondensatorów nN, q) układów uziomowych stacji, r) podstaw bezpiecznikowych SN, s) podstaw bezpiecznikowych nN, t) połączeń i mostków nN, u) połączeń i mostków SN, v) konstrukcji stacji SN/nN



Rys. 4.24a-h. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: a) transformatorów SN/nN, b) rozłączników SN, c) odłączników SN, d) izolatorów SN, e) odgromników SN, f) głowic kablowych SN, g) rozłączników nN, h) odłączników nN



Rys. 4.24i-p. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: i) izolatorów nN, j) odgromników nN, k) głowic kablowych nN, l) baterii kondensatorów nN, m) układów uziomowych stacji, n) podstaw bezpiecznikowych SN, o) podstaw bezpiecznikowych nN, p) połączeń i mostków nN



Rys. 4.24q-s. Zależność intensywności awarii urządzeń eksploatowanych w napowietrznych stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN od temperatury otoczenia: q) połączeń i mostków SN, r) przewodów pionowych nN, s) konstrukcji stacji SN/nN

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunkach 4.23 oraz 4.24, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii urządzeń w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunkach 4.23 i 4.24, zawiera tabela 4.5. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 4.5. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach elektroenergetycznych SN/nN w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Rodzaj stacji	Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
		a	b	c	d	e	
		[10 ⁻⁸]	[10 ⁻⁸]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	
1	2	3	4	5	6	7	8
Stacje wewnętrzne	Kondensatory nN	3,13	-104,38	9,02	13,15	1956,29	0,87
	Głowice kablowe nN	1,74	-76,22	10,48	-24,01	336,99	0,92
	Głowice kablowe SN	0,73	-19,52	1,61	2,95	432,26	0,94
	Izolatory nN	0,55	-27,17	3,84	-2,84	288,82	0,87
	Izolatory SN	1,48	-51,31	2,39	39,87	337,04	0,96
	Odgromniki nN	0,83	-38,45	5,58	-11,56	611,65	0,75
	Odgromniki SN	0,19	-3,23	2,76	-1,63	947,97	0,77

1	2	3	4	5	6	7	8
Stacje wewnętrzne	Odlączniki nN	2,15	-95,15	11,84	62,40	1185,11	0,93
	Odlączniki SN	7,45	-242,32	17,34	74,92	1695,01	0,98
	Podstawy bezpiecznikowe SN	3,01	-131,36	12,81	78,02	1297,22	0,86
	Podstawy bezpiecznikowe nN	1,27	-63,31	8,08	13,92	984,32	0,71
	Rozłączniki nN	2,60	-109,31	12,82	8,90	767,74	0,86
	Rozłączniki SN	13,6	-620,03	84,15	301,97	1136,83	0,91
	Szyny zbiorcze nN	22,07	-817,78	78,06	217,78	1946,08	0,96
	Szyny zbiorcze SN	3,46	-141,81	25,19	-71,11	2057,81	0,93
	Konstrukcja stacji	3,53	-125,46	12,43	16,76	1475,21	0,75
	Połączenia i mostki nN	2,85	-80,58	16,46	260,22	9102,69	0,89
	Połączenia i mostki SN	5,23	-178,17	15,70	151,57	2863,76	0,91
	Transformatory SN/nN	19,4	-570,26	10,17	522,97	2618,85	0,94
	Wyłaczniki SN	2,74	-166,75	35,77	76,89	3424,33	0,83
	Wyłaczniki nN	1,76	-109,08	28,63	-131,50	1373,18	0,89
	Układy uziomowe stacji	4,62	-206,34	31,52	-104,69	670,10	0,93
Stacje napowietrzne	Kondensatory nN	-0,02	2,84	10,81	-77,18	1914,31	0,98
	Głowice kablowe nN	4,68	-188,11	22,32	-34,44	519,11	0,96
	Głowice kablowe SN	2,01	-67,82	5,46	32,02	522,64	0,94
	Izolatory nN	0,41	-20,27	3,26	-8,60	323,83	0,94
	Izolatory SN	2,35	-94,39	8,30	63,33	98,22	0,96
	Odgromniki nN	1,97	-83,31	8,01	68,50	415,49	0,96
	Odgromniki SN	3,92	-109,11	13,71	195,02	2973,21	0,81
	Odlączniki nN	1,14	-52,78	9,37	13,17	1728,62	0,86
	Odlączniki SN	16,99	-559,16	24,50	371,45	1611,49	0,90
	Podstawy bezpiecznikowe SN	0,02	-54,58	3,22	41,87	797,72	0,76
	Podstawy bezpiecznikowe nN	2,74	-85,20	3,75	83,10	1304,47	0,77
	Rozłączniki nN	1,77	-31,20	-0,58	25,50	1059,13	0,83
	Rozłączniki SN	7,97	-235,01	10,82	116,25	932,74	0,98
	Połączenia i mostki nN	2,34	-77,83	4,42	179,18	1962,26	0,94
	Połączenia i mostki SN	3,15	-114,00	9,45	39,37	184,76	0,95
	Konstrukcja stacji	1,31	-46,73	2,59	24,32	572,11	0,76
	Transformatory SN/nN	1,59	-90,19	20,23	67,87	2508,59	0,89
	Przewód pionowy nN w stacji	1,83	-66,93	5,44	41,46	256,73	0,89
	Układy uziomowe stacji	1,36	-46,28	4,81	-4,37	154,56	0,97

4.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu od-

biorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN.

Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami urządzeń stacyjnych.

Transformatory SN/nN

Transformatory należą do grupy urządzeń odnawialnych, jednak proces odnowy zachodzi często poza stacją, czyli z punktu widzenia stacji, transformator jest elementem nieodnawialnym (na miejscu uszkodzonego instaluje się inny, zaś uszkodzony podlega odnowie w odpowiednim zakładzie remontowym). Jedynie w razie drobnych uszkodzeń transformatory są naprawiane na miejscu, natomiast w przypadku poważnych uszkodzeń są złomowane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.6–4.9.

Tabela 4.6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy transformatorów SN/nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy transformatorów	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	21,38	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w dalszej części pracy	$I_0 = \min(I^*, I) = \min(25, 17) = 17$; $I_0 = 17 > 14 = I_{\alpha}$; $I_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$
2.	Stacja napowietrzna	18,86	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w dalszej części pracy	$I_0 = \min(I^*, I) = \min(30, 16) = 16$; $I_0 = 16 > 15 = I_{\alpha}$; $I_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 4.7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia transformatorów SN/nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,72	5,60	6,59	8,84	$40,35 \cdot 10^{-4}$	$3,56 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,8070$ $\sigma = 0,6991$	$\chi^2 = 4,11 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,820 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,98	5,27	5,91	8,04	$39,13 \cdot 10^{-4}$	$3,12 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6827$ $\sigma = 0,7138$	$\chi^2 = 3,09 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,714 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,64	3,84	2,83	4,44	$37,09 \cdot 10^{-4}$	$1,54 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2749$	$\chi^2 = 1,13 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,674 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia transformatorów SN/nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,40	5,79	6,86	7,94	$46,34 \cdot 10^{-4}$	$3,91 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1321$	$\chi^2 = 2,93 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 1,263 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	6,63	5,58	6,11	7,16	$44,78 \cdot 10^{-4}$	$3,39 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6443$ $\sigma = 0,6641$	$\chi^2 = 4,73 < \chi^2_\alpha = 7,26$ $\lambda = 1,268 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	4,93	4,02	4,55	5,31	$44,26 \cdot 10^{-4}$	$2,49 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2831$ $\sigma = 0,8775$	$\chi^2 = 3,93 < \chi^2_\alpha = 4,40$ $\lambda = 1,324 < \lambda_\alpha = 1,358$

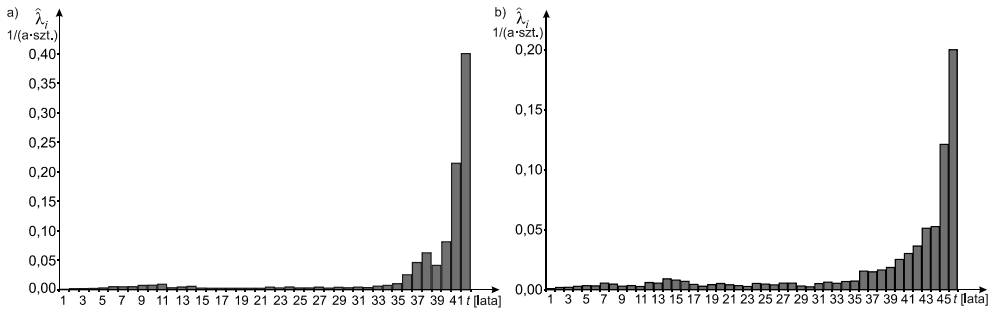
Tabela 4.9. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii transformatorów SN/nN

Lp.	Miejsce pracy transformatorów	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	956,74	969,92	752,43	1161,06	Wykład.	$\lambda = 0,00105$	$\chi^2 = 3,22 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,848 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	776,34	1281,58	653,57	899,12	Log norm.	$m = 5,8785$ $\sigma = 1,1939$	$\chi^2 = 2,35 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 0,521 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla transformatorów pracujących w stacjach wnetrzowych: $u = 0,97$, $k = 0,88$, natomiast dla transformatorów pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,97$, $k = 0,87$.

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawadności oraz funkcję trwałości. Na rysunku 4.25 przedstawiono empiryczne przebiegi funkcji intensywności awarii.

Zarówno w przypadku transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych, jak i napowietrznych obserwuje się okres wzmożonej intensywności awarii około 10-15 roku pracy, następnie intensywność awarii zmniejsza się, aby po 30-tym roku jej wartość gwałtownie wzrosła. Analiza przeprowadzona przez autora pozwoliła na ustalenie, iż wzmożoną awaryjność około 10 roku wykazują głównie transformatory z uzwojeniami aluminiowymi. Potwierdzają to także autorzy innych publikacji, np. [396].



Rys. 4.25. Empiryczne przebiegi funkcji intensywności awarii transformatorów SN/nN eksploatowanych w stacjach transformatorowo-rozdzielczych a) wewnętrznych, b) napowietrznych

Na podstawie szczegółowej analizy przebiegów empirycznych intensywności awarii przyjęto, iż funkcje intensywności awarii transformatorów eksploatowanych zarówno w stacjach wewnętrznych, jak i napowietrznych, są superpozycjami trzech rozkładów intensywności $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$, $\lambda_3(t)$ o postaci:

$$\lambda(t) = k_1 \cdot \lambda_1(t) + k_2 \cdot \lambda_2(t) + k_3 \cdot \lambda_3(t) \quad (4.1)$$

gdzie:

k_1, k_2, k_3 – udziały awarii w poszczególnych latach eksploatacji, wyrażone zależnościami:

$$k_1 = \frac{l_1}{l} \quad k_2 = \frac{l_2}{l} \quad k_3 = \frac{l_3}{l} \quad (4.2)$$

l_1 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły do 20 roku eksploatacji,

l_2 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły między 21 a 30 rokiem eksploatacji,

l_3 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły od 31 roku eksploatacji,

l – liczba wszystkich awarii.

Jako rozkłady intensywności awarii przyjęto: dla frakcji pierwszej $\lambda_1(t)$ – rozkład logarytmiczno-normalny (2.6), dla frakcji drugiej $\lambda_2(t)$ – rozkład wykładniczy (2.7), dla frakcji trzeciej $\lambda_3(t)$ – rozkład Weibulla (2.8). Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $\lambda(t)$ wyznaczono wartości licznosci poszczególnych frakcji: dla transformatorów pracujących w stacjach wewnętrznych: $l_1 = 63$, $l_2 = 13$, $l_3 = 23$, $l = 99$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,64$, $k_2 = 0,13$, $k_3 = 0,23$, dla transformatorów pracujących w stacjach napowietrznych: $l_1 = 246$, $l_2 = 98$, $l_3 = 102$, $l = 446$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,55$, $k_2 = 0,22$, $k_3 = 0,23$.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica, Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładów (2.6), (2.7) oraz (2.8) wynoszą: dla transformatorów pracujących wewnątrz: $m = 2,5739$, $\sigma = 0,4210$, $\lambda_w = 0,056$, $\nu = 12,26$ oraz

$b = 38,12$, dla transformatorów pracujących napowietrznie: $m = 2,7128$, $\sigma = 0,4297$, $\lambda_w = 0,048$, $\nu = 9,19$ oraz $b = 38,75$.

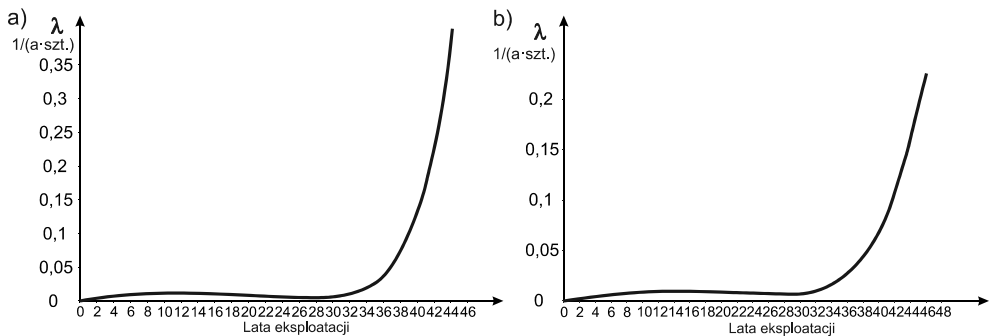
Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (4.1) teoretyczna funkcja intensywności awarii transformatorów eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = \frac{0,2634}{t} \cdot \frac{e^{\frac{(\log t - 2,5739)^2}{0,3545}}}{0,5 - \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138)} + 1,16 \cdot 10^{-19} \cdot t^{11,26} + 0,0073 \quad (4.3)$$

natomiast w przypadku transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych:

$$\lambda(t) = \frac{0,2218}{t} \cdot \frac{e^{\frac{(\log t - 2,7128)^2}{0,3693}}}{0,5 - \Phi(2,3272 \cdot \log t - 6,3132)} + 5,36 \cdot 10^{-15} \cdot t^{8,19} + 0,0106 \quad (4.4)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii transformatorów przedstawia rysunek 4.26.



Rys. 4.26. Przebiegi teoretycznych funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ transformatorów SN/nN eksploatowanych w stacjach a) wewnątrzowych oraz b) napowietrznych

Weryfikację hipotez o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 4.6). Na podstawie przeprowadzonych testów, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotez, iż rozkłady funkcji intensywności są superpozycjami trzech rozkładów przedstawionymi zależnościami (4.3) oraz (4.4).

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci:

– dla stacji wewnątrzowych:

$$R(t) = 0,32 - 0,64 \cdot \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138) + 0,13 \cdot e^{-0,056 \cdot t} + 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (4.5)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$R(t) = 0,275 - 0,55 \cdot \Phi(2,3272 \cdot \log t - 6,3132) + 0,22 \cdot e^{-0,048t} + 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,75}\right)^{9,19}} \quad (4.6)$$

natomiast funkcję zawodności:

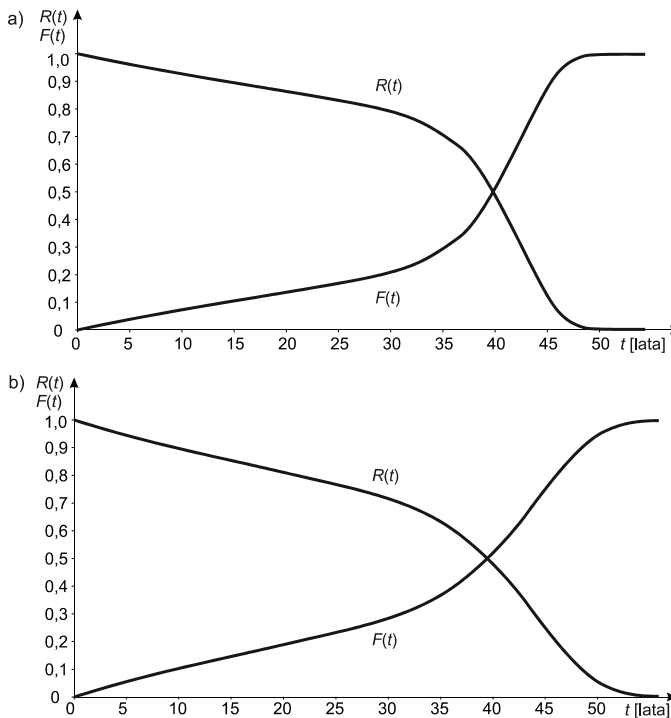
- dla stacji wewnętrznych:

$$F(t) = 0,68 + 0,64 \cdot \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138) - 0,13 \cdot e^{-0,056t} - 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (4.7)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$F(t) = 0,725 + 0,55 \cdot \Phi(2,3272 \cdot \log t - 6,3132) - 0,22 \cdot e^{-0,048t} - 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,75}\right)^{9,19}} \quad (4.8)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 4.27.



Rys. 4.27. Przebiegi teoretycznych funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ transformatorów SN/nN eksploatowanych w stacjach a) wewnętrznych oraz b) napowietrznych

Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy transformatorów, o których mowa w tabeli 4.6, przyjmują postać:

- dla stacji wnetrzowych:

$$f(t) = \frac{0,2634}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 2,5739)^2}{0,3545}} + 0,0073 \cdot e^{-0,056 \cdot t} + 1,16 \cdot 10^{-19} \cdot t^{11,26} \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (4.9)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$f(t) = \frac{0,2218}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 2,7128)^2}{0,3693}} + 0,0106 \cdot e^{-0,048 \cdot t} + 5,36 \cdot 10^{-15} \cdot t^{8,19} \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,75}\right)^{9,19}} \quad (4.10)$$

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią transformatora zestawiono w tabelach 4.10 i 4.11.

Tabela 4.10. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia transformatorów SN/nN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	19656,20	9375,05	17746,41	21566,00	Normalny	$m = 19656,20$ $\sigma = 9375,05$	$\chi^2 = 2,74 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,641 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	10796,10	10573,27	8555,84	13036,36	Log norm.	$m = 8,8261$ $\sigma = 0,9966$	$\chi^2 = 1,23 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,000 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.11. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia transformatorów SN/nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	14955,62	8777,49	14138,78	15772,45	Weibulla	$b = 16921,98$ $v = 1,8206$	$\chi^2 = 4,43 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,142 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	8918,30	14377,67	7539,29	10297,31	Log norm.	$m = 8,3373$ $\sigma = 1,1850$	$\chi^2 = 6,46 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 1,344 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Dla otrzymanych danych przeprowadzono analizę opłacalnego ekonomicznie czasu eksploatacji transformatorów, przy stopie akumulacji $p = 0,08$. Otrzymany, optymalny pod względem średnich kosztów rocznych czas eksploatacji transformatorów w stacjach wewnętrznych wyniósł $T_{opt} = 39$ lat, natomiast w stacjach zewnętrznych $T_{opt} = 44$ lata.

Wyłączniki SN

Wyłączniki SN należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane na miejscu w stacji. Jedynie w przypadku znacznych uszkodzeń są demontowane i naprawiane poza stacją lub w całości złomowane. W takim przypadku w stacji instalowany jest nowy wyłącznik.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.12–4.14.

Tabela 4.12. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wyłączników SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy wyłączników SN	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	22,90	Normalny	$m = 22,9048$ $\sigma = 7,7314$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(17, 22) = 17$; $l_0 = 17 > 12 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$

Tabela 4.13. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wyłączników SN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,62	8,60	5,76	9,49	$63,30 \cdot 10^{-4}$	$5,51 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4460$ $\sigma = 1,1496$	$\chi^2 = 1,21 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,582 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,11	7,24	4,47	7,74	$58,78 \cdot 10^{-4}$	$4,10 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2330$ $\sigma = 1,1339$	$\chi^2 = 0,53 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,776 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,34	3,33	2,54	4,13	$52,75 \cdot 10^{-4}$	$2,01 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2999$	$\chi^2 = 1,78 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,789 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.14. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii wyłączników SN

Lp.	Miejsce pracy wyłączników SN	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1	Stacja wewnętrzna	3108,59	3810,91	2199,91	4017,27	Wykład.	$\lambda = 0,000322$	$\chi^2 = 0,89 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,027 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wyłączników SN pracujących w stacjach wewnętrznych: $u = 0,93$, $k = 0,74$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią wyłączników SN zestawiono w tabeli 4.15.

Tabela 4.15. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia wyłączników SN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	10173,05	4832,85	9124,26	11221,84	Normalny	$m = 10173,05$ $\sigma = 4832,85$	$\chi^2 = 1,17 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,773 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	33976,33	36144,22	25358,05	42594,62	Log norm.	$m = 9,8472$ $\sigma = 1,1909$	$\chi^2 = 2,14 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,901 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Rozłączniki SN

Rozłączniki w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W zasadzie w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.16–4.19.

Tabela 4.16. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy rozłączników SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy rozłączników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	18,78	Normalny	$m = 18,7826$ $\sigma = 10,1845$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(21, 16) = 16$; $l_0 = 16 > 12 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$
2.	Stacja napowietrzna	18,53	Log norm.	$m = 2,6763$ $\sigma = 0,6971$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 26) = 22$; $l_0 = 22 > 16 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 4.17. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia rozłączników SN w stacjach wężrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,67	5,58	5,26	10,08	$15,82 \cdot 10^{-4}$	$1,39 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7727$ $\sigma = 0,7718$	$\chi^2 = 0,428 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,555 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,29	4,40	4,29	8,29	$14,44 \cdot 10^{-4}$	$1,04 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5968$ $\sigma = 0,7370$	$\chi^2 = 1,84 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,415 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,80	1,03	1,30	2,29	$13,07 \cdot 10^{-4}$	$0,27 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 1,87$ $v = 1,7738$	$\chi^2 = 0,329 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,512 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.18. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia rozłączników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	16,40	11,99	12,99	19,81	$16,03 \cdot 10^{-4}$	$3,00 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,5120$ $\sigma = 0,8259$	$\chi^2 = 0,641 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,662 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	13,91	10,01	11,07	16,75	$15,71 \cdot 10^{-4}$	$2,49 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 13,87$ $v = 1,6241$	$\chi^2 = 2,06 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,860 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,88	2,04	1,28	2,48	$15,07 \cdot 10^{-4}$	$0,32 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,0075$ $\sigma = 1,2706$	$\chi^2 = 0,48 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,640 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.19. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii rozłączników SN

Lp.	Miejsce pracy rozłączników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wężrzowa	1438,42	1163,05	877,85	1999,00	Wykład.	$\lambda = 0,00070$	$\chi^2 = 0,124 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,401 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	844,51	1144,91	508,35	1180,67	Log norm.	$m = 5,8434$ $\sigma = 1,4221$	$\chi^2 = 1,76 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,288 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla rozłączników pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,91$, $k = 0,75$, natomiast dla rozłączników pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,98$, $k = 0,83$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią rozłączników zestawiono w tabelach 4.20 i 4.21.

Tabela 4.20. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia rozłączników SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3333,65	1106,61	2855,12	3812,19	Normalny	$m = 3333,65$ $\sigma = 1106,61$	$\chi^2 = 1,21 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,393 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	11171,63	11032,54	6400,80	15942,45	Wykład.	$\lambda = 0,00009$	$\chi^2 = 0,419 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,834 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.21. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia rozłączników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	4538,89	1714,16	4051,73	5026,05	Log norm.	$m = 8,3509$ $\sigma = 0,3839$	$\chi^2 = 0,95 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,712 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	7288,76	9472,06	4507,66	10069,86	Weibulla	$b = 4523,89$ $v = 0,8883$	$\chi^2 = 1,09 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odlączniki SN

Odlączniki w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W zasadzie w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.22–4.25.

Tabela 4.22. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odłączników SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy odłączników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	16,16	Log norm.	$m = 2,5325$ $\sigma = 0,7068$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 17) = 17$; $l_0 = 17 > 11 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$
2.	Stacja napowietrzna	22,90	Normalny	$m = 22,9029$ $\sigma = 11,0316$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(24, 24) = 24$; $l_0 = 24 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 4.23. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,68	7,74	7,79	11,57	$26,47 \cdot 10^{-4}$	$2,92 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,0500$ $\sigma = 0,8771$	$\chi^2 = 1,51 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,863 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	9,47	7,54	7,56	11,39	$24,55 \cdot 10^{-4}$	$2,65 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,9527$ $\sigma = 0,8372$	$\chi^2 = 0,88 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,658 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,94	1,45	1,58	2,31	$24,17 \cdot 10^{-4}$	$0,54 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,3792$ $\sigma = 0,8112$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,433 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.24. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,03	8,90	7,28	10,79	$29,92 \cdot 10^{-4}$	$3,08 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,8662$ $\sigma = 0,9341$	$\chi^2 = 2,25 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,590 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,39	8,44	6,69	10,08	$29,05 \cdot 10^{-4}$	$2,78 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7389$ $\sigma = 0,8820$	$\chi^2 = 1,53 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,512 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,89	2,82	2,32	3,46	$28,18 \cdot 10^{-4}$	$0,93 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,3456$	$\chi^2 = 2,84 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,527 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.25. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odłączników SN

Lp.	Miejsce pracy odłączników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	1363,41	1412,51	1007,68	1719,15	Log norm.	$m = 6,6481$ $\sigma = 1,1644$	$\chi^2 = 1,18 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,585 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	1004,02	1013,51	797,56	1210,48	Wykład.	$\lambda = 0,001$	$\chi^2 = 1,63 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,788 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odłączników pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,93$, $k = 0,91$, natomiast dla odłączników pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,97$, $k = 0,90$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odłączników zestawiono w tabelach 4.26 i 4.27.

Tabela 4.26. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odłączników SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2697,17	988,89	2459,62	2934,73	Weibulla	$b = 2695,34$ $v = 4,36$	$\chi^2 = 3,17 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,917 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	22936,79	22717,79	17118,49	28755,08	Wykład.	$\lambda = 0,00004$	$\chi^2 = 1,99 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,722 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.27. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odłączników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2987,97	1261,78	2738,88	3237,06	Log norm.	$m = 7,9364$ $\sigma = 0,3441$	$\chi^2 = 4,33 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,999 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	19935,69	21488,04	15558,35	24313,03	Log norm.	$m = 9,2269$ $\sigma = 1,3036$	$\chi^2 = 2,00 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,634 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Isolatory SN

Isolatory należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.28–4.31.

Tabela 4.28. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy izolatorów	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	21,37	Normalny	$m = 21,3650$ $\sigma = 10,1256$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(23, 28) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$
2.	Stacja napowietrzna	20,86	Normalny	$m = 20,8611$ $\sigma = 9,7389$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(27, 21) = 21$; $l_0 = 21 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 4.29. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,14	9,34	7,55	10,74	$5,27 \cdot 10^{-4}$	$0,55 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1094$	$\chi^2 = 1,24 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,325 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,20	7,00	6,00	8,40	$5,12 \cdot 10^{-4}$	$0,42 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1389$	$\chi^2 = 0,87 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,891 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,12	2,41	1,67	2,56	$4,42 \cdot 10^{-4}$	$0,11 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,4720$	$\chi^2 = 0,387 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,727 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.30. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,56	7,49	6,45	8,66	$6,89 \cdot 10^{-4}$	$0,59 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,54$ $v = 0,9621$	$\chi^2 = 1,43 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 1,032 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,79	6,37	5,84	7,74	$6,74 \cdot 10^{-4}$	$0,52 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5729$ $\sigma = 0,8341$	$\chi^2 = 6,07 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,653 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,74	2,48	2,36	3,12	$6,43 \cdot 10^{-4}$	$0,20 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,3649$	$\chi^2 = 6,14 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.31. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii izolatorów SN

Lp.	Miejsce pracy izolatorów	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	1461,89	1662,37	1154,81	1768,98	Wykład	$\lambda = 0,00068$	$\chi^2 = 1,42 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,301 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	1291,50	1261,01	1097,06	1485,94	Wykład	$\lambda = 0,00077$	$\chi^2 = 1,57 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,068 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów pracujących w stacjach wnetrzowych: $u = 0,97$, $k = 0,76$, natomiast dla izolatorów pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,98$, $k = 0,88$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów zestawiono w tabelach 4.32 i 4.33.

Tabela 4.32. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów SN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1747,62	1970,34	1414,72	2080,52	Wykład.	$\lambda = 0,00057$	$\chi^2 = 1,27 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,286 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	15028,72	14396,30	12333,15	17724,29	Wykład.	$\lambda = 0,00007$	$\chi^2 = 0,97 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 1,246 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.33. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1401,67	1197,47	1225,54	1577,80	Log norm.	$m = 7,0300$ $\sigma = 0,6046$	$\chi^2 = 2,60 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,075 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	14454,64	13257,79	12397,62	16511,66	Wykład.	$\lambda = 0,00007$	$\chi^2 = 4,21 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,773 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odgromniki SN

Odgromniki należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak: uszkodzenie mostków, uszkodzenie iskierników zewnętrznych, itp.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.34–4.37.

Tabela 4.34. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy odgromników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	18,85	Normalny	$m = 18,8500$ $\sigma = 9,5139$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(21, 24) = 21$; $l_0 = 21 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$
2.	Stacja napowietrzna	18,74	Normalny	$m = 18,7413$ $\sigma = 9,2224$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 20) = 20$; $l_0 = 20 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 4.35. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników SN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a.szt.)]	---	---	---
t_a	6,08	5,97	4,99	7,16	$12,89 \cdot 10^{-4}$	$0,89 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4125$ $\sigma = 0,8744$	$\chi^2 = 2,68 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,840 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	5,99	5,90	4,89	7,10	$12,03 \cdot 10^{-4}$	$0,82 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3868$ $\sigma = 0,8939$	$\chi^2 = 4,37 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,689 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,79	3,31	3,13	4,45	$10,96 \cdot 10^{-4}$	$0,47 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0429$ $\sigma = 1,0381$	$\chi^2 = 2,88 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,889 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.36. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	5,61	4,87	4,93	6,28	$19,71 \cdot 10^{-4}$	$1,26 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4337$ $\sigma = 0,7406$	$\chi^2 = 1,50 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,971 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	5,44	4,70	4,77	6,11	$18,64 \cdot 10^{-4}$	$1,16 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3941$ $\sigma = 0,7591$	$\chi^2 = 2,05 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,000 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,37	3,86	3,81	4,93	$18,25 \cdot 10^{-4}$	$0,91 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,1771$ $\sigma = 0,7554$	$\chi^2 = 2,88 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,889 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.37. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odgromników SN

Lp.	Miejsce pracy odgromników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	2270,19	2009,01	1871,56	2668,82	Wykład.	$\lambda = 0,00044$	$\chi^2 = 4,09 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,598 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	2764,76	3031,28	2323,85	3205,66	Log norm.	$m = 7,2858$ $\sigma = 1,2788$	$\chi^2 = 3,78 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,112 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,93$, $k = 0,92$, natomiast dla odgromników pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,95$, $k = 0,92$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odgromników SN zestawiono w tabelach 4.38 i 4.39.

Tabela 4.38. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1331,40	1012,37	1148,41	1514,40	Log norm.	$m = 6,9771$ $\sigma = 0,6319$	$\chi^2 = 2,18 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,069 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	26742,84	23666,19	22046,95	31438,72	Wykład.	$\lambda = 0,00004$	$\chi^2 = 3,12 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,887 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.39. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1362,20	826,28	1247,56	1476,84	Log norm.	$m = 7,0808$ $\sigma = 0,4987$	$\chi^2 = 2,64 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,186 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	31813,40	34300,54	26810,51	36816,29	Wykład.	$\lambda = 0,00003$	$\chi^2 = 2,11 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,849 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Szyny zbiorcze SN

Ze względu na fakt, iż stacje napowietrzne SN/nN pracują w układzie blokowym i nie są wyposażone w szyny zbiorcze SN, analiza zawodności szyn została przeprowadzona jedynie dla szyn w stacjach wewnętrznych. Szyny zbiorcze należą do grupy urządzeń odnawialnych. W przypadku uszkodzeń przewiduje się ich renowację oraz naprawę. Tylko w przypadkach bardzo poważnych uszkodzeń (bardzo rzadko) są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.4–4.42.

Tabela 4.40. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy szyn zbiorczych SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy szyn zbiorczych	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	18,02	Normalny	$m = 18,0213$ $\sigma = 7,9768$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 19) = 18$; $l_0 = 18 > 12 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$

Tabela 4.41. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia szyn zbiorczych SN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	11,11	11,40	7,68	14,54	$29,62 \cdot 10^{-4}$	$3,76 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,9447$ $\sigma = 1,0035$	$\chi^2 = 3,64 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,517 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	10,33	10,60	7,15	13,52	$28,36 \cdot 10^{-4}$	$3,34 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,8663$ $\sigma = 1,0078$	$\chi^2 = 0,23 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,432 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,90	1,99	1,29	2,50	$27,73 \cdot 10^{-4}$	$0,60 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,5269$	$\chi^2 = 0,91 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,720 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.42. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii szyn zbiorczych SN

Lp.	Miejsce pracy szyn zbiorczych	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	848,45	1286,68	447,50	1249,41	Log norm.	$m = 5,8699$ $\sigma = 1,3722$	$\chi^2 = 0,86 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,437 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla szyn zbiorczych: $u = 0,96$, $k = 0,89$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią szyn zbiorczych zestawiono w tabeli 4.43.

Tabela 4.43. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia szyn zbiorczych SN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	5679,39	1918,51	5116,10	6242,69	Log norm.	$m = 8,5841$ $\sigma = 0,3722$	$\chi^2 = 1,12 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,860 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	9994,77	15157,03	5271,51	14718,03	Log norm.	$m = 8,3363$ $\sigma = 1,3722$	$\chi^2 = 1,57 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,463 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Głowice kablowe SN

Głowice kablowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W zasadzie nie przewiduje się ich renowacji lub naprawy. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu głowic kablowych, jak na przykład uszkodzenie mostków.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.44–4.47.

Tabela 4.44. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy głowic kablowych SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy głowic kablowych	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	16,54	Normalny	$m = 16,5433$ $\sigma = 7,5660$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(16, 22) = 16$; $l_0 = 16 > 12 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$
2.	Stacja napowietrzna	15,92	Normalny	$m = 15,9214$ $\sigma = 7,4410$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 14) = 14$; $l_0 = 14 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 4.45. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych SN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	17,10	17,43	14,70	19,50	$8,42 \cdot 10^{-4}$	$1,64 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,4321$ $\sigma = 1,0054$	$\chi^2 = 0,60 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,851 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	15,05	14,59	13,02	17,08	$8,14 \cdot 10^{-4}$	$1,40 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,3020$ $\sigma = 0,9321$	$\chi^2 = 1,59 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,704 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,13	4,18	2,53	3,73	$7,69 \cdot 10^{-4}$	$0,27 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,6351$ $\sigma = 0,9486$	$\chi^2 = 3,28 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,880 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.46. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	14,83	11,63	12,88	16,79	$8,97 \cdot 10^{-4}$	$1,52 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,4225$ $\sigma = 0,7780$	$\chi^2 = 1,71 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,684 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	14,13	11,19	12,25	16,02	$8,85 \cdot 10^{-4}$	$1,43 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,3723$ $\sigma = 0,7778$	$\chi^2 = 3,14 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,572 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,65	4,57	4,86	6,44	$8,46 \cdot 10^{-4}$	$0,55 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,0323$ $v = 1,4528$	$\chi^2 = 1,98 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,901 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.47. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii głowic kablowych SN

Lp.	Miejsce pracy głowic kablowych	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	2079,07	3363,46	1589,85	2568,30	Log norm.	$m = 6,6866$ $\sigma = 1,4490$	$\chi^2 = 1,87 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,792 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	719,70	805,54	578,80	860,59	Wykład.	$\lambda = 0,00139$	$\chi^2 = 1,64 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,989 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla głowic kablowych pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,97$, $k = 0,85$, natomiast dla głowic kablowych pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,99$, $k = 0,94$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią głowic kablowych zestawiono w tabelach 4.48 i 4.49.

Tabela 4.48. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3109,46	2497,38	2765,55	3453,37	Log norm.	$m = 7,7806$ $\sigma = 0,7087$	$\chi^2 = 3,84 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,870 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	19922,13	27005,95	15961,19	23883,07	Log norm.	$m = 9,0511$ $\sigma = 1,4008$	$\chi^2 = 3,75 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,692 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.49. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2691,41	1642,29	2414,96	2967,85	Log norm.	$m = 7,7478$ $\sigma = 0,5393$	$\chi^2 = 4,42 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,632 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	8200,12	9133,87	6602,57	9797,68	Log norm.	$m = 8,4148$ $\sigma = 1,1714$	$\chi^2 = 2,07 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,664 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wyłączniki nN

Analogicznie, jak w przypadku wyłączników SN, wyłączniki nN instalowane są w stacjach SN/nN stosunkowo rzadko. Najczęściej w stacjach zasilających odbiorców komunalnych na terenie dużych miast. Jest to związane głównie z kosztami zakupu oraz eksploatacji wyłączników, a także z faktem, iż odbiorcy komunalni nie wymagają bardzo wysokiej pewności i ciągłości dostaw energii. Na terenie działania analizowanej spółki dystrybucyjnej wyłączniki nN w stacjach SN/nN zainstalowane są jedynie w wybranych stacjach miejskich zasilających ważniejszych odbiorców. Nie są one instalowane w stacjach terenowych.

Wyłączniki nN należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane na miejscu w stacji. Jedynie w przypadku znacznych uszkodzeń są

demontowane i naprawiane poza stacją lub w całości złomowane. W takim przypadku w stacji instalowany jest nowy wyłącznik.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.50–4.52.

Tabela 4.50. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wyłączników nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy wyłączników nN	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	18,25	Log norm.	$m = 2,5813$ $\sigma = 0,8035$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(23, 19) = 19$; $l_0 = 19 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 4.51. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wyłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	11,13	12,03	8,15	14,11	$23,49 \cdot 10^{-4}$	$2,98 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7403$ $\sigma = 1,3000$	$\chi^2 = 2,68 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,645 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,51	8,32	5,40	9,62	$22,41 \cdot 10^{-4}$	$1,92 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2802$ $\sigma = 1,3750$	$\chi^2 = 3,41 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,684 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,66	7,19	4,71	8,60	$19,88 \cdot 10^{-4}$	$1,51 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2085$ $\sigma = 1,3470$	$\chi^2 = 0,829 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.52. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii wyłączników nN

Lp.	Miejsce pracy wyłączników nN	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	735,83	938,19	482,20	989,46	Weibulla	$b = 328,76$ $v = 0,7623$	$\chi^2 = 1,87 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,630 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wyłączników nN pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,95$, $k = 0,64$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią wyłączników nN zestawiono w tabeli 4.53.

Tabela 4.53. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia wyłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1930,94	1706,33	1508,14	2353,75	Log norm.	$m = 7,2047$ $\sigma = 0,8727$	$\chi^2 = 1,72 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,797 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	7395,33	9372,68	4861,54	9929,12	Log norm.	$m = 8,1020$ $\sigma = 1,4220$	$\chi^2 = 0,502 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,590 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Rozłączniki nN

Rozłączniki nN w zależności od stopnia uszkodzenia należą do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W zasadzie w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę. W razie poważnych uszkodzeń są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.54–4.57.

Tabela 4.54. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy rozłączników nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy rozłączników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	15,61	Normalny	$m = 15,6078$ $\sigma = 7,8993$	$l_0 = \min(f, f) = \min(14, 19) = 14$; $l_0 = 14 > 10 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 10)$
2.	Stacja napowietrzna	15,11	Normalny	$m = 15,1102$ $\sigma = 7,4613$	$l_0 = \min(f, f) = \min(18, 16) = 16$; $l_0 = 16 > 10 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 10)$

Tabela 4.55. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia rozłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	9,22	11,13	6,96	11,49	$12,31 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4750$ $\sigma = 1,3526$	$\chi^2 = 2,87 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,817 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,86	11,27	6,57	11,14	$11,59 \cdot 10^{-4}$	$1,17 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4218$ $\sigma = 1,3410$	$\chi^2 = 2,91 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,671 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,14	3,65	2,28	4,00	$8,57 \cdot 10^{-4}$	$0,31 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,5792$ $\sigma = 1,1002$	$\chi^2 = 2,42 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,671 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.56. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia rozłączników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	6,53	7,18	5,25	7,80	$12,84 \cdot 10^{-4}$	$0,96 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3787$ $\sigma = 0,9994$	$\chi^2 = 3,98 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 0,792 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	6,19	6,84	4,97	7,41	$12,54 \cdot 10^{-4}$	$0,89 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3329$ $\sigma = 0,9910$	$\chi^2 = 3,31 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,729 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	3,47	4,08	2,68	4,25	$10,72 \cdot 10^{-4}$	$0,42 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,6138$ $\sigma = 1,1845$	$\chi^2 = 2,81 < \chi_\alpha^2 = 3,33$ $\lambda = 0,792 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.57. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii rozłączników nN

Lp.	Miejsce pracy rozłączników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	301,43	433,70	198,77	404,08	Log norm.	$m = 5,0151$ $\sigma = 1,1633$	$\chi^2 = 1,45 < \chi_\alpha^2 = 1,64$ $\lambda = 1,133 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	386,48	605,94	271,98	500,99	Log norm.	$m = 5,0945$ $\sigma = 1,3361$	$\chi^2 = 0,153 < \chi_\alpha^2 = 0,711$ $\lambda = 0,616 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla rozłączników nN pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,94$, $k = 0,90$, natomiast dla rozłączników nN pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,98$, $k = 0,93$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią rozłączników nN zestawiono w tabelach 4.58 i 4.59.

Tabela 4.58. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia rozłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1568,42	1731,23	1217,64	1919,19	Wykład.	$\lambda = 0,000638$	$\chi^2 = 2,27 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 1,203 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	2312,53	2328,37	1740,15	2884,91	Log norm.	$m = 7,2991$ $\sigma = 0,9881$	$\chi^2 = 3,03 < \chi_\alpha^2 = 4,57$ $\lambda = 0,922 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.59. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia rozłączników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1165,11	1036,77	980,82	1349,41	Log norm.	$m = 6,7688$ $\sigma = 0,7272$	$\chi^2 = 3,72 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 1,033 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	3962,76	5668,25	2881,51	5044,01	Log norm.	$m = 7,5066$ $\sigma = 1,2862$	$\chi^2 = 0,593 < \chi_{\alpha}^2 = 0,711$ $\lambda = 0,638 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odłączniki nN

Odłączniki nN należą w zasadzie do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzeń są złomowane i zastępowane nowymi. Tylko w przypadku niezbyt rozległych uszkodzeń przewiduje się ich renowację lub naprawę.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.60–4.63.

Tabela 4.60. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odłączników nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy odłączników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	15,55	Log norm.	$m = 2,5800$ $\sigma = 0,5729$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(12, 19) = 12;$ $l_0 = 12 > 9 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$
2.	Stacja napowietrzna	22,06	Normalny	$m = 22,0561$ $\sigma = 9,0229$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(24, 17) = 17;$ $l_0 = 17 > 13 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 13)$

Tabela 4.61. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	10,40	15,22	8,28	12,53	$21,83 \cdot 10^{-4}$	$2,59 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0961$	$\chi^2 = 2,46 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,185 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,39	11,01	5,85	8,92	$21,30 \cdot 10^{-4}$	$1,80 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8732$ $\sigma = 1,7414$	$\chi^2 = 2,19 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,044 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,25	6,31	3,21	5,29	$15,33 \cdot 10^{-4}$	$0,74 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,2434$ $\sigma = 1,8041$	$\chi^2 = 2,26 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,603 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.62. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odłączników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	8,98	10,18	7,03	10,93	$22,97 \cdot 10^{-4}$	$2,35 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5615$ $\sigma = 1,2069$	$\chi^2 = 3,44 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 0,645 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	5,77	6,10	4,57	6,96	$22,11 \cdot 10^{-4}$	$1,46 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1735$	$\chi^2 = 2,28 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,903 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	4,80	5,63	3,55	6,04	$17,39 \cdot 10^{-4}$	$0,95 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8823$ $\sigma = 1,2958$	$\chi^2 = 3,67 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 0,586 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.63. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odłączników nN

Lp.	Miejsce pracy odłączników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	604,44	1159,18	417,42	791,46	Log norm.	$m = 4,7994$ $\sigma = 1,9971$	$\chi^2 = 3,03 < \chi^2_\alpha = 3,94$ $\lambda = 0,578 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	467,57	653,06	323,16	611,97	Log norm.	$m = 5,3203$ $\sigma = 1,3738$	$\chi^2 = 0,89 < \chi^2_\alpha = 1,15$ $\lambda = 0,432 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odłączników nN pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,98$, $k = 0,69$, natomiast dla odłączników nN pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,96$, $k = 0,62$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odłączników nN zestawiono w tabelach 4.64 i 4.65.

Tabela 4.64. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odłączników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2008,10	2460,21	1669,31	2346,89	Log norm.	$m = 7,0778$ $\sigma = 0,9936$	$\chi^2 = 4,22 < \chi^2_\alpha = 5,89$ $\lambda = 0,886 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	6291,19	11702,09	4390,24	8192,14	Log norm.	$m = 7,2931$ $\sigma = 2,0185$	$\chi^2 = 2,62 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,565 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.65. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odłączników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1652,29	1399,01	1384,15	1920,43	Log norm.	$m = 7,1319$ $\sigma = 0,7351$	$\chi^2 = 5,04 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,034 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	5507,95	7693,05	3806,88	7209,02	Log norm.	$m = 7,7867$ $\sigma = 1,3738$	$\chi^2 = 0,78 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,432 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Izolatory nN

Izolatory nN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.66-4.69.

Tabela 4.66. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy izolatorów	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	24,07	Log norm.	$m = 3,0395$ $\sigma = 0,5316$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(23, 28) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$
2.	Stacja napowietrzna	25,91	Normalny	$m = 25,9085$ $\sigma = 10,3096$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(31, 24) = 24$; $l_0 = 24 > 19 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 19)$

Tabela 4.67. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	4,63	8,49	3,59	5,66	$4,08 \cdot 10^{-4}$	$0,22 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,5438$ $\sigma = 1,3776$	$\chi^2 = 6,24 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,156 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	3,22	5,54	2,45	4,00	$3,12 \cdot 10^{-4}$	$0,11 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,2421$ $\sigma = 1,4369$	$\chi^2 = 3,69 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,114 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,72	4,63	2,08	3,37	$3,11 \cdot 10^{-4}$	$0,10 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = -0,1249$ $\sigma = 1,5495$	$\chi^2 = 4,52 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,087 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.68. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,18	10,44	5,98	8,37	$4,16 \cdot 10^{-4}$	$0,34 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0739$ $\sigma = 1,4528$	$\chi^2 = 5,18 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,110 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	5,09	6,22	4,28	5,90	$3,24 \cdot 10^{-4}$	$0,19 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8875$ $\sigma = 1,3625$	$\chi^2 = 6,08 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 0,854 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,80	5,82	4,04	5,56	$3,23 \cdot 10^{-4}$	$0,18 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8350$ $\sigma = 1,3526$	$\chi^2 = 4,49 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,991 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.69. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii izolatorów nN

Lp.	Miejsce pracy izolatorów	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	997,95	1444,91	793,34	1202,56	Log norm.	$m = 5,9845$ $\sigma = 1,4520$	$\chi^2 = 3,20 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,793 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	2946,46	4152,81	2403,32	3489,59	Wykład	$\lambda = 0,00034$	$\chi^2 = 1,07 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 1,338 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów nN pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,76$, $k = 0,50$, natomiast dla izolatorów nN pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,78$, $k = 0,56$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów nN zestawiono w tabelach 4.70 i 4.71.

Tabela 4.70. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	816,00	1304,05	656,74	975,25	Weibulla	$b = 523,0978$ $v = 0,8829$	$\chi^2 = 1,82 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,966 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	10968,84	15228,50	8801,06	13136,62	Log norm.	$m = 8,4204$ $\sigma = 1,4282$	$\chi^2 = 5,32 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,844 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.71. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
k_d	1204,51	1544,72	1027,51	1381,52	Log norm.	$m = 6,5436$ $\sigma = 1,0115$	$\chi^2 = 2,19 < \chi^2_\alpha = 3,94$ $\lambda = 0,940 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	29509,56	34621,20	24930,27	34088,86	Weibulla	$b = 19765,34$ $v = 0,5521$	$\chi^2 = 3,90 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 1,091 < \lambda_\alpha = 1,358$

Odgromniki nN

Odgromniki nN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak na przykład uszkodzenie mostków.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.72–4.75.

Tabela 4.72. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy odgromników	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	22,83	Normalny	$m = 22,8266$ $\sigma = 8,3849$	$l_0 = \min(f, f) = \min(22,26) = 22;$ $l_0 = 22 > 16 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 16)$
2.	Stacja napowietrzna	21,86	Normalny	$m = 21,8632$ $\sigma = 8,3771$	$l_0 = \min(f, f) = \min(26,15) = 15;$ $l_0 = 15 > 13 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 13)$

Tabela 4.73. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]			
t_a	8,55	8,39	7,29	9,81	$7,74 \cdot 10^{-4}$	$0,76 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1169$	$\chi^2 = 3,75 < \chi^2_\alpha = 3,94$ $\lambda = 1,204 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	6,97	7,87	5,79	8,15	$7,65 \cdot 10^{-4}$	$0,61 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3909$ $\sigma = 1,1216$	$\chi^2 = 4,00 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 1,085 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	5,29	5,44	4,36	6,22	$6,04 \cdot 10^{-4}$	$0,36 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0948$ $\sigma = 1,1767$	$\chi^2 = 2,98 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 1,219 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.74. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	11,73	9,07	10,51	12,96	$10,68 \cdot 10^{-4}$	$1,43 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0852$	$\chi^2 = 4,79 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,006 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	10,07	8,71	8,89	11,25	$10,63 \cdot 10^{-4}$	$1,22 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0993$	$\chi^2 = 3,02 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,874 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	7,18	7,54	6,01	8,36	$8,11 \cdot 10^{-4}$	$0,66 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1392$	$\chi^2 = 1,79 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.75. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii odgromników nN

Lp.	Miejsce pracy odgromników	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	557,10	697,72	438,33	675,86	Log norm.	$m = 5,5802$ $\sigma = 1,3073$	$\chi^2 = 4,35 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,121 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	763,83	997,39	608,59	919,06	Log norm.	$m = 5,7184$ $\sigma = 1,4876$	$\chi^2 = 5,12 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,201 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników nN pracujących w stacjach wewnątrzowych: $u = 0,99$, $k = 0,80$, natomiast dla odgromników pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,99$, $k = 0,85$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią odgromników nN zestawiono w tabelach 4.76 i 4.77.

Tabela 4.76. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1364,83	1198,26	1185,01	1544,65	Log norm.	$m = 6,8748$ $\sigma = 0,8510$	$\chi^2 = 5,53 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 0,844 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	6192,22	7792,17	4865,80	7518,63	Log norm.	$m = 8,0220$ $\sigma = 1,2772$	$\chi^2 = 1,44 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,203 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.77. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1871,79	1317,33	1693,44	2050,14	Log norm.	$m = 7,2800$ $\sigma = 0,7446$	$\chi^2 = 5,38 < \chi^2_{\alpha} = 7,96$ $\lambda = 0,793 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	8687,31	10195,28	7100,48	10274,15	Wykład.	$\lambda = 0,00012$	$\chi^2 = 5,94 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,309 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Szyny zbiorcze nN

Ze względu na fakt, iż stacje napowietrzne SN/nN pracują w układzie blokowym i nie są wyposażone w szyny zbiorcze nN , analiza zawodności szyn została przeprowadzona jedynie dla szyn w stacjach wewnętrznych. Szyny zbiorcze należą do grupy urządzeń odnawialnych. W przypadku uszkodzeń przewiduje się ich renowację oraz naprawę. Tylko w przypadkach bardzo poważnych uszkodzeń (bardzo rzadko) są złomowane w całości.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.78–4.80.

Tabela 4.78. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy szyn zbiorczych nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy szyn zbiorczych	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	13,65	Normalny	$m = 13,6500$ $\sigma = 3,8231$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(12, 9) = 9$; $l_0 = 9 > 5 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 5)$

Tabela 4.79. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia szyn zbiorczych nN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a.szt.)]	---	---	---
t_a	9,54	12,17	7,34	11,74	$56,74 \cdot 10^{-4}$	$6,18 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5433$ $\sigma = 1,2509$	$\chi^2 = 4,11 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,655 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,95	9,65	6,15	9,74	$53,43 \cdot 10^{-4}$	$4,85 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1259$	$\chi^2 = 3,03 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,641 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,48	4,86	3,46	5,49	$43,03 \cdot 10^{-4}$	$2,20 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8107$ $\sigma = 1,3273$	$\chi^2 = 3,68 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,638 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.80. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii szyn zbiorczych nN

Lp.	Miejsce pracy szyn zbiorczych	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	1801,53	2241,52	1334,72	2268,35	Log norm.	$m = 6,6919$ $\sigma = 1,4003$	$\chi^2 = 3,62 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,545 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla szyn zbiorczych: $u = 0,94$, $k = 0,78$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią szyn zbiorczych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 4.81.

Tabela 4.81. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia szyn zbiorczych nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2090,49	1774,83	1773,67	2415,30	Weibulla	$b = 1978,33$ $v = 1,7708$	$\chi^2 = 5,15 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,004 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	20782,51	25871,74	15394,45	26170,56	Log norm.	$m = 9,1497$ $\sigma = 1,3899$	$\chi^2 = 1,40 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,447 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Głowice kablowe nN

Ze względu na fakt, iż kable nN stosowane są najczęściej w sieciach miejskich, większość zaobserwowanych awarii głowic kablowych wystąpiło w stacjach miejskich. Sieci kablowe nN terenowe są nadal wyjątkiem. Najczęściej stosowane są krótkie wstawki linii kablowych w linie napowietrzne.

Głowice kablowe należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W zasadzie nie przewiduje się ich renowacji lub naprawy. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu głowic kablowych, jak na przykład uszkodzenie mostków.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.82–4.85.

Tabela 4.82. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy głowic kablowych nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy głowic kablowych	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	17,79	Normalny	m = 17,7872 σ = 9,6110	$l_0 = \min(f, f) = \min(20, 21) = 20$; $l_0 = 20 > 13 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 13)$
2.	Stacja napowietrzna	16,43	Normalny	m = 16,4308 σ = 8,4557	$l_0 = \min(f, f) = \min(16, 19) = 16$; $l_0 = 16 > 11 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$

Tabela 4.83. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych nN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	6,70	7,11	5,68	7,72	$6,09 \cdot 10^{-4}$	$0,47 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 1,3732 σ = 1,1451	$\chi^2 = 6,65 < \chi_{\alpha}^2 = 7,96$ $\lambda = 0,861 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	5,66	6,84	4,64	6,67	$5,77 \cdot 10^{-4}$	$0,37 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 1,1606 σ = 1,1797	$\chi^2 = 3,35 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,148 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,70	4,54	2,94	4,46	$4,54 \cdot 10^{-4}$	$0,19 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 0,6089 σ = 1,3402	$\chi^2 = 8,27 < \chi_{\alpha}^2 = 8,67$ $\lambda = 0,951 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.84. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	8,84	9,36	6,52	11,16	$9,93 \cdot 10^{-4}$	$1,00 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 1,4543 σ = 1,6142	$\chi^2 = 4,46 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,311 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,26	8,89	6,06	10,46	$9,78 \cdot 10^{-4}$	$0,92 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1211$	$\chi^2 = 4,26 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,920 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	7,19	7,25	5,35	9,03	$9,47 \cdot 10^{-4}$	$0,78 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	b = 5,7247 v = 0,9603	$\chi^2 = 4,67 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,188 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.85. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii głowic kablowych nN

Lp.	Miejsce pracy głowic kablowych	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	1603,42	1847,26	1282,87	1923,97	Log norm.	$m = 6,6529$ $\sigma = 1,3969$	$\chi^2 = 4,83 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,907 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	3367,92	3122,25	2575,02	4160,82	Wykład.	$\lambda = 0,0003$	$\chi^2 = 0,11 < \chi^2_{\alpha} = 1,15a$ $\lambda = 0,728 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla głowic kablowych nN pracujących w stacjach wnetrzowych wynoszą: $u = 0,95$, $k = 0,79$, natomiast dla głowic pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,98$, $k = 0,92$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią głowic kablowych nN zestawiono w tabelach 4.86 i 4.87.

Tabela 4.86. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia głowic kablowych nN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1304,79	1193,32	1133,10	1476,48	Log norm.	$m = 6,7938$ $\sigma = 0,8935$	$\chi^2 = 3,90 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,623 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	22197,27	28651,95	17301,51	27093,02	Log norm.	$m = 9,2841$ $\sigma = 1,5115$	$\chi^2 = 1,61 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,810 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.87. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia głowic kablowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1852,14	1472,05	1487,38	2216,89	Log norm.	$m = 7,2481$ $\sigma = 0,7456$	$\chi^2 = 6,84 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,710 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	36770,89	32431,32	28534,88	45006,91	Wykład.	$\lambda = 0,00003$	$\chi^2 = 4,84 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,586 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Baterie kondensatorów nN

Kondensatory nN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W zasadzie nie przewiduje się ich renowacji lub naprawy. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie mostków lub mocowania kondensatorów.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.88–4.91.

Tabela 4.88. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kondensatorów nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy kondensatorów	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	11,09	Log norm.	$m = 2,1555$ $\sigma = 0,7080$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(11, 16) = 11;$ $l_0 = 11 > 7 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 7)$
2.	Stacja napowietrzna	9,70	Log norm.	$m = 1,8869$ $\sigma = 0,9603$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 18) = 18;$ $l_0 = 18 > 11 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$

Tabela 4.89. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kondensatorów nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	5,71	8,93	4,35	7,08	$23,03 \cdot 10^{-4}$	$1,50 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,9613$ $\sigma = 1,2211$	$\chi^2 = 5,72 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,770 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	4,39	6,93	3,31	5,47	$22,07 \cdot 10^{-4}$	$1,11 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 2,8727$ $v = 0,6754$	$\chi^2 = 5,73 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,338 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,50	5,85	2,51	4,50	$18,76 \cdot 10^{-4}$	$0,75 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,3947$ $\sigma = 1,3045$	$\chi^2 = 0,38 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,673 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.90. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kondensatorów nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	10,51	10,20	9,19	11,82	$29,63 \cdot 10^{-4}$	$3,55 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0952$	$\chi^2 = 1,92 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,832 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	8,93	9,87	7,63	10,22	$28,87 \cdot 10^{-4}$	$2,94 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5982$ $\sigma = 1,1845$	$\chi^2 = 7,08 < \chi^2_\alpha = 7,96$ $\lambda = 0,824 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	8,55	9,57	7,21	9,89	$25,31 \cdot 10^{-4}$	$2,47 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5494$ $\sigma = 1,1852$	$\chi^2 = 5,28 < \chi^2_\alpha = 7,26$ $\lambda = 0,715 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.91. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii kondensatorów nN

Lp.	Miejsce pracy kondensatorów	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	1055,10	1901,55	732,62	1377,57	Weibulla	$b = 598,98$ $v = 0,5319$	$\chi^2 = 2,44 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 0,639 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	1821,59	2198,24	1514,30	2128,89	Log norm.	$m = 6,8261$ $\sigma = 1,2530$	$\chi^2 = 7,83 < \chi^2_\alpha = 7,96$ $\lambda = 0,673 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla kondensatorów nN pracujących w stacjach wewnętrznych wynoszą: $u = 0,96$, $k = 0,74$, natomiast dla kondensatorów pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,97$, $k = 0,83$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią kondensatorów nN zestawiono w tabelach 4.92 i 4.93.

Tabela 4.92. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kondensatorów nN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1526,47	1402,54	1312,19	1740,75	Wykład.	$\lambda = 0,000655$	$\chi^2 = 3,49 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 1,159 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	10517,28	15364,29	7911,71	13122,84	Log norm.	$m = 8,4742$ $\sigma = 1,2786$	$\chi^2 = 5,44 < \chi^2_\alpha = 8,67$ $\lambda = 0,519 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.93. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kondensatorów nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2211,33	1592,04	2005,84	2416,82	Log norm.	$m = 7,4777$ $\sigma = 0,6720$	$\chi^2 = 6,92 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,745 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	21458,38	25895,24	17838,41	25078,34	Log norm.	$m = 9,2925$ $\sigma = 1,2530$	$\chi^2 = 3,61 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,673 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Układy uziomowe stacji SN/nN

Układy uziomowe należą do grupy urządzeń odnawialnych. Wymieniane są uszkodzone elementy lub fragmenty całego układu uziomowego. Tylko w przypadku znacznie posuniętej korozji lub zniszczenia, podejmowana jest decyzja o całkowitej odbudowie układu uziomowego.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.94–4.97.

Tabela 4.94. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy układów uziomowych stacji SN/nN do uszkodzenia (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Miejsce pracy układu uziomowego	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	26,53	Normalny	$m = 26,5333$ $\sigma = 12,0394$	$l_0 = \min(f, f) = \min(21, 27) = 21$; $l_0 = 21 > 16 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$
2.	Stacja napowietrzna	28,58	Normalny	$m = 28,5769$ $\sigma = 10,4122$	$l_0 = \min(f, f) = \min(27, 17) = 17$; $l_0 = 17 > 15 = l_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 4.95. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia układów uziomowych w stacjach wewnętrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	12,49	11,55	8,18	16,81	$13,11 \cdot 10^{-4}$	$1,87 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,08005$	$\chi^2 = 1,08 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,656 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	10,20	11,89	5,40	15,00	$11,36 \cdot 10^{-4}$	$1,32 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5604$ $\sigma = 1,4050$	$\chi^2 = 0,481 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,442 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,09	5,10	3,70	8,48	$8,74 \cdot 10^{-4}$	$0,61 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1642$	$\chi^2 = 0,62 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,518 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.96. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia układów uziomowych w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	12,74	9,25	9,01	16,48	$2,70 \cdot 10^{-4}$	$0,39 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,2599$ $\sigma = 0,8323$	$\chi^2 = 0,211 < \chi^2_{\alpha} = 0,352$ $\lambda = 0,733 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,71	7,07	5,65	11,76	$2,39 \cdot 10^{-4}$	$0,24 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1148$	$\chi^2 = 0,033 < \chi^2_{\alpha} = 0,103$ $\lambda = 0,899 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,13	5,57	3,36	8,90	$1,87 \cdot 10^{-4}$	$0,13 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 3,6572$ $v = 0,9707$	$\chi^2 = 0,774 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,486 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.97. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii układów uziomowych stacji SN/nN

Lp.	Miejsce pracy układu uziomowego	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	495,52	394,94	310,68	680,36	Wykład.	$\lambda = 0,0020$	$\chi^2 = 0,265 < \chi^2_{\alpha} = 0,352$ $\lambda = 0,587 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	559,90	536,97	292,87	826,92	Wykład.	$\lambda = 0,0017$	$\chi^2 = 0,336 < \chi^2_{\alpha} = 0,352$ $\lambda = 0,525 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla układów uziomowych stacji SN/nN wewnętrznych wynoszą: $u = 0,87$, $k = 0,71$, natomiast stacji napowietrznych: $u = 0,89$, $k = 0,62$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią układów uziomowych stacji SN/nN zestawiono w tabelach 4.98 i 4.99.

Tabela 4.98. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia układów uziomowych w stacjach wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1952,84	1666,56	1330,53	2575,15	Log norm.	$m = 7,2304$ $\sigma = 0,8680$	$\chi^2 = 2,40 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,407 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	5337,23	4365,80	3293,97	7380,48	Wykład.	$\lambda = 0,00019$	$\chi^2 = 0,57 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,507 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.99. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia układów uziomowych w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1982,52	1310,91	1453,03	2512,01	Weibulla	$b = 2116,87$ $v = 1,93$	$\chi^2 = 0,690 < \chi^2_{\alpha} = 0,711$ $\lambda = 0,526 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	3817,79	2938,54	2356,49	5279,09	Wykład.	$\lambda = 0,00026$	$\chi^2 = 0,89 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,684 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Podstawy bezpieczników SN

Podstawy bezpieczników SN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W zasadzie nie przewiduje się ich renowacji lub naprawy. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie pojedynczych izolatorów lub mocowania podstaw.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.100–4.103.

Tabela 4.100. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy podstaw bezpiecznikowych SN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy podstawy bezpiecznikowej	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	24,41	Normalny	$m = 24,4128$ $\sigma = 8,5127$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(20, 23) = 20$; $l_0 = 20 > 14 = I_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$
2.	Stacja napowietrzna	19,65	Normalny	$m = 19,6522$ $\sigma = 9,0559$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(23, 19) = 19$; $l_0 = 19 > 14 = I_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 4.101. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych SN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,09	9,93	7,17	11,00	$20,50 \cdot 10^{-4}$	$2,13 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1100$	$\chi^2 = 2,78 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,27	8,67	5,59	8,96	$19,56 \cdot 10^{-4}$	$1,62 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5042$ $\sigma = 0,9899$	$\chi^2 = 2,91 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,814 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,61	4,34	3,67	5,54	$15,98 \cdot 10^{-4}$	$0,84 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,2170$	$\chi^2 = 4,12 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,863 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.102. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,00	7,58	7,44	10,58	$10,98 \cdot 10^{-4}$	$1,13 \cdot 10^{-6}$	Weibulla $b = 7,1623$ $v = 1,7816$	$\chi^2 = 1,46 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 1,205 < \lambda_\alpha = 1,358$	
t_{wa}	6,08	4,86	5,05	7,10	$10,62 \cdot 10^{-4}$	$0,74 \cdot 10^{-6}$	Log norm. $m = 1,5219$ $\sigma = 0,8024$	$\chi^2 = 3,67 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 0,584 < \lambda_\alpha = 1,358$	
t_p	5,15	4,01	4,23	6,08	$8,83 \cdot 10^{-4}$	$0,52 \cdot 10^{-6}$	Log norm. $m = 1,3312$ $\sigma = 0,8692$	$\chi^2 = 2,80 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 0,856 < \lambda_\alpha = 1,358$	

Tabela 4.103. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii podstaw bezpiecznikowych SN

Lp.	Miejsce pracy podstawy bezpiecznikowej	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	422,19	472,70	320,23	524,15	Wykład.	$\lambda = 0,00237$	$\chi^2 = 0,834 < \chi^2_\alpha = 2,17$ $\lambda = 0,678 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	574,29	597,66	435,82	712,75	Wykład.	$\lambda = 0,00174$	$\chi^2 = 2,62 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 0,704 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla podstaw bezpiecznikowych SN pracujących w stacjach wewnętrznych wynoszą: $u = 0,95$, $k = 0,76$, natomiast dla podstaw pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,97$, $k = 0,65$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią podstaw bezpiecznikowych SN zawierają tabele 4.104 i 4.105.

Tabela 4.104. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych SN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1755,86	1860,10	1402,70	2109,01	Wykład.	$\lambda = 0,00057$	$\chi^2 = 3,62 < \chi^2_\alpha = 4,57$ $\lambda = 1,087 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	4973,44	5568,42	3772,35	6174,52	Wykład.	$\lambda = 0,00020$	$\chi^2 = 2,09 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,678 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 4.105. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1500,02	912,59	1311,03	1689,01	Log norm.	$m = 7,1663$ $\sigma = 0,5274$	$\chi^2 = 2,45 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,749 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	6765,09	7040,40	5133,96	8396,22	Log norm.	$m = 8,2269$ $\sigma = 1,2456$	$\chi^2 = 1,27 < \chi^2_{\alpha} = 2,70$ $\lambda = 0,578 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Podstawy bezpieczników nN

Podstawy bezpieczników nN należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W zasadzie nie przewiduje się ich renowacji lub naprawy. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.106-4.109.

Tabela 4.106. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy podstaw bezpiecznikowych nN do uszkodzenia

Lp.	Miejsce pracy podstawy bezpiecznikowej	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	17,74	Normalny	$m = 17,7438$ $\sigma = 8,0286$	$l_0 = \min(t, t) = \min(16, 22) = 16$; $l_0 = 16 > 12 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 12)$
2.	Stacja napowietrzna	14,98	Normalny	$m = 14,9802$ $\sigma = 7,4713$	$l_0 = \min(t, t) = \min(15, 21) = 15$; $l_0 = 15 > 11 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 11)$

Tabela 4.107. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	8,88	13,85	6,37	11,38	$12,78 \cdot 10^{-4}$	$1,30 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,1436$ $\sigma = 1,5708$	$\chi^2 = 2,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,711 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,23	9,63	4,50	7,96	$12,67 \cdot 10^{-4}$	$0,90 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8120$ $\sigma = 1,5552$	$\chi^2 = 2,34 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,572 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,34	6,45	3,13	5,56	$11,72 \cdot 10^{-4}$	$0,58 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,4945$ $\sigma = 1,5501$	$\chi^2 = 1,41 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,767 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.108. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	9,55	10,51	7,48	11,63	$17,29 \cdot 10^{-4}$	$1,88 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1047$	$\chi^2 = 1,29 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,036 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,16	9,44	5,29	9,02	$17,12 \cdot 10^{-4}$	$1,40 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0980$ $\sigma = 1,4380$	$\chi^2 = 3,47 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,638 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,59	8,36	4,83	8,35	$15,24 \cdot 10^{-4}$	$1,15 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,6179$ $v = 0,8193$	$\chi^2 = 2,66 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,752 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.109. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii podstaw bezpiecznikowych nN

Lp.	Miejsce pracy podstawy bezpiecznikowej	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	355,79	622,35	238,73	472,86	Log norm.	$m = 4,6276$ $\sigma = 1,7379$	$\chi^2 = 1,83 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,614 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	690,07	1088,65	460,74	919,40	Log norm.	$m = 5,2460$ $\sigma = 1,7700$	$\chi^2 = 1,74 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,815 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla podstaw bezpiecznikowych nN pracujących w stacjach wewnątrzowych wynoszą: $u = 0,99$, $k = 0,69$, natomiast dla podstaw pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,99$, $k = 0,74$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią podstaw bezpiecznikowych nN przedstawiają tabele 4.110 i 4.111.

Tabela 4.110. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych nN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1655,74	2131,93	1272,01	2039,48	Weibulla	$b = 937,9851$ $v = 0,7281$	$\chi^2 = 1,32 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,267 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	4191,25	7331,26	2812,23	5570,27	Log norm.	$m = 7,0940$ $\sigma = 1,7379$	$\chi^2 = 0,68 < \chi^2_{\alpha} = 0,711$ $\lambda = 0,614 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.111. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia podstaw bezpiecznikowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1741,67	1559,20	1433,87	2049,48	Log norm.	$m = 7,0921$ $\sigma = 0,8981$	$\chi^2 = 1,48 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	6668,35	9360,71	4696,50	8640,21	Log norm.	$m = 7,6586$ $\sigma = 1,6946$	$\chi^2 = 1,21 < \chi^2_{\alpha} = 2,70$ $\lambda = 0,720 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Połączenia i mostki nN

Znaczną liczbę awarii w stacjach SN/nN stanowią uszkodzenia połączeń oraz mostków wykonywanych pomiędzy poszczególnymi urządzeniami stacji. Awarie takie nie są zazwyczaj trudne do usunięcia, stanowią jednak przyczynę przerw w zasilaniu odbiorców oraz pociągają za sobą konieczność interwencji pogotowia energetycznego. Determinują one koszty strat u odbiorców oraz dystrybutorów energii elektrycznej. Istnieje więc konieczność przeprowadzenia analiz niezawodnościowych także dla tych elementów stacji. Połączenia i mostki nN należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane. W przypadku znacznego uszkodzenia złączki lub mostka następuje demontaż starego elementu i montaż nowego.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.112–4.115.

Tabela 4.112. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy połączeń i mostków nN (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Miejsce pracy połączeń i mostków nN	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	20,45	Normalny	$m = 20,4462$ $\sigma = 8,1127$	$l_0 = \min(t, f) = \min(23, 20) = 20$; $l_0 = 20 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$
2.	Stacja napowietrzna	20,13	Normalny	$m = 20,1271$ $\sigma = 9,0004$	$l_0 = \min(t, f) = \min(23, 31) = 23$; $l_0 = 23 > 19 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 19)$

Tabela 4.113. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia połączeń i mostków nN w stacjach wewnętrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	8,12	9,33	7,07	9,17	$133,71 \cdot 10^{-4}$	$12,39 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,6528$ $v = 0,7242$	$\chi^2 = 1,25 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,199 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,50	8,30	5,52	7,47	$121,48 \cdot 10^{-4}$	$9,01 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,9930$ $\sigma = 1,4937$	$\chi^2 = 2,74 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,042 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,70	7,53	4,75	6,64	$107,93 \cdot 10^{-4}$	$7,02 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,8099$ $\sigma = 1,5543$	$\chi^2 = 1,49 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,296 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.114. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia połączeń i mostków nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	15,32	16,29	13,55	17,09	$34,08 \cdot 10^{-4}$	$5,96 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0653$	$\chi^2 = 2,87 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,335 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	11,48	12,90	10,04	12,91	$32,63 \cdot 10^{-4}$	$4,28 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 8,2868$ $v = 0,6419$	$\chi^2 = 1,95 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,174 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	10,85	13,05	9,22	12,48	$25,77 \cdot 10^{-4}$	$3,19 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5190$ $\sigma = 1,5608$	$\chi^2 = 2,00 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,028 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.115. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii połączeń i mostków nN

Lp.	Miejsce pracy połączeń i mostków nN	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	611,78	955,69	492,00	731,55	Weibulla	$b = 423,67$ $v = 0,6967$	$\chi^2 = 1,79 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,899 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	1278,81	1686,46	1067,88	1489,74	Log norm.	$m = 6,0865$ $\sigma = 1,7088$	$\chi^2 = 3,25 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,913 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla połączeń i mostków nN pracujących w stacjach wnetrzowych wynoszą: $u = 0,91$, $k = 0,73$, natomiast dla połączeń i mostków pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,96$, $k = 0,72$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią połączeń i mostków nN zestawiono w tabelach 4.116 i 4.117.

Tabela 4.116. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia połączeń i mostków nN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1387,70	1365,58	1234,08	1541,31	Wykład.	$\lambda = 0,00072$	$\chi^2 = 1,20 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,963 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	7206,72	11257,97	5795,80	8617,64	Log norm.	$m = 7,7530$ $\sigma = 1,6602$	$\chi^2 = 3,15 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,899 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.117. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia połączeń i mostków nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2533,38	2386,71	2274,13	2792,63	Weibulla	$b = 2280,56$ $v = 0,9704$	$\chi^2 = 2,70 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,274 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	15064,38	19866,55	12579,66	17549,11	Weibulla	$b = 11623,58$ $v = 0,7694$	$\chi^2 = 2,48 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,015 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Połączenia i mostki SN

Połączenia i mostki SN należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane. W przypadku znacznego uszkodzenia złączki lub mostka następuje demontaż starego elementu i montaż nowego.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.118–4.121.

Tabela 4.118. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy połączeń i mostków SN (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Miejsce pracy połączeń i mostków SN	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	22,16	Normalny	$m = 22,1619$ $\sigma = 7,7696$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(24, 24) = 24$; $l_0 = 24 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$
2.	Stacja napowietrzna	20,95	Normalny	$m = 20,9547$ $\sigma = 7,9999$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(18, 24) = 18$; $l_0 = 18 > 14 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 14)$

Tabela 4.119. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia połączeń i mostków SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	7,47	7,53	6,02	8,93	$45,88 \cdot 10^{-4}$	$3,91 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,3853$ $\sigma = 1,2386$	$\chi^2 = 3,43 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,972 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	4,84	6,16	3,61	6,07	$43,26 \cdot 10^{-4}$	$2,39 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7493$ $\sigma = 1,4245$	$\chi^2 = 1,51 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,668 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,94	4,31	3,00	4,87	$36,71 \cdot 10^{-4}$	$1,65 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7035$ $\sigma = 1,2985$	$\chi^2 = 2,03 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,527 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.120. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia połączeń i mostków SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	11,45	8,15	9,35	13,56	$6,23 \cdot 10^{-4}$	$0,81 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,1315$ $\sigma = 0,8821$	$\chi^2 = 3,34 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,673 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,54	7,46	6,52	10,56	$5,71 \cdot 10^{-4}$	$0,56 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,11712$	$\chi^2 = 0,616 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,562 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,00	6,80	4,16	7,84	$5,61 \cdot 10^{-4}$	$0,38 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,16669$	$\chi^2 = 1,43 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,763 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.121. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii połączeń i mostków SN

Lp.	Miejsce pracy połączeń i mostków SN	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wnetrzowa	3908,79	5186,20	2783,32	5034,27	Log norm.	$m = 7,4599$ $\sigma = 1,3751$	$\chi^2 = 1,23 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,606 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	6392,30	8441,97	4088,09	8696,52	Log norm.	$m = 7,9585$ $\sigma = 1,3832$	$\chi^2 = 1,73 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,396 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla połączeń i mostków SN pracujących w stacjach wnetrzowych wynoszą: $u = 0,94$, $k = 0,61$, natomiast dla połączeń i mostków pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,92$, $k = 0,69$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią połączeń i mostków SN zestawiono w tabelach 4.122 i 4.123.

Tabela 4.122. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia połączeń i mostków SN w stacjach wnetrzowych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1434,08	1238,66	1194,37	1673,80	Wykład.	$\lambda = 0,0007$	$\chi^2 = 3,55 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 1,068 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	39378,92	45700,80	29461,24	49296,60	Log norm.	$m = 9,8794$ $\sigma = 1,3084$	$\chi^2 = 2,38 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,692 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.123. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia połączeń i mostków SN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2113,29	1454,44	1737,57	2489,01	Log norm.	$m = 7,4237$ $\sigma = 0,7132$	$\chi^2 = 1,30 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,483 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	56042,06	56873,00	40518,72	71565,40	Log norm.	$m = 10,3304$ $\sigma = 1,2547$	$\chi^2 = 2,11 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,592 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przewód pionowy nN

Przewody pionowe nN służą w stacjach napowietrznych słupowych SN/nN do połączenia transformatora z rozdzielnicą nN, a także do wyprowadzenia przewodów linii odbiorczych nN (rys. 4.6, 4.8, 4.9, 4.10). Przewody pionowe nN należą, w zależności od stopnia uszkodzenia, do grupy urządzeń odnawialnych lub nieodnawialnych. W razie niewielkiego uszkodzenia, np. upalenia końcówki, poluzowania, itp. są naprawiane. W przypadku znacznego uszkodzenia następuje demontaż starego przewodu i montaż nowego.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.124–4.126.

Tabela 4.124. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przewodów pionowych nN (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Miejsce pracy przewodów pionowych	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja napowietrzna	23,47	Normalny	$m = 23,4677$ $\sigma = 10,2289$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(25, 22) = 22$; $l_0 = 22 > 16 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 16)$

Tabela 4.125. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przewodów pionowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a-szt.)]	---	---	---
t_a	15,54	17,48	11,10	19,98	$6,44 \cdot 10^{-4}$	$1,14 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,1186$ $\sigma = 1,2331$	$\chi^2 = 0,761 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,783 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	12,84	13,67	9,34	16,34	$6,34 \cdot 10^{-4}$	$0,93 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,9495$ $\sigma = 1,2261$	$\chi^2 = 2,51 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,626 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	8,87	8,35	6,52	11,22	$5,30 \cdot 10^{-4}$	$0,54 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,11279$	$\chi^2 = 2,18 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,525 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.126. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii przewodów pionowych nN

Lp.	Miejsce pracy przewodów pionowych	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja napowietrzna	1392,23	1520,97	964,45	1820,01	Weibulla	$b = 1069,24$ $v = 0,6980$	$\chi^2 = 0,90 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,492 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla przewodów pionowych nN pracujących w stacjach napowietrznych wynoszą: $u = 0,98$, $k = 0,82$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przewodów pionowych nN zestawiono w tabeli 4.127.

Tabela 4.127. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia przewodów pionowych nN w stacjach napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2446,59	2229,29	1880,46	3012,72	Wykład.	$\lambda = 0,000409$	$\chi^2 = 0,413 < \chi^2_{\alpha} = 0,711$ $\lambda = 1,027 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	13812,23	14172,17	9826,24	17798,21	Log norm.	$m = 8,9698$ $\sigma = 1,1750$	$\chi^2 = 2,34 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,482 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Konstrukcja stacji

Konstrukcje stacji SN/nN należy traktować jako elementy odnawialne. W razie uszkodzenia są one naprawiane. W przypadku znacznego uszkodzenia konstrukcji stacji (poważne naruszenie konstrukcji budynku stacji wewnętrznej, uszkodzenie słupów stanowiących konstrukcję stacji napowietrznej) następuje demontaż starej konstrukcji stacji i budowa nowej.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 4.128–4.131.

Tabela 4.128. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy konstrukcji stacji SN/nN (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnętrzna	15,21	Normalny	$m = 15,2093$ $\sigma = 5,3611$	$l_0 = \min(t, t) = \min(12, 20) = 12$; $l_0 = 12 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$
2.	Stacja napowietrzna	19,26	Normalny	$m = 19,2586$ $\sigma = 7,0972$	$l_0 = \min(t, t) = \min(18, 15) = 15$; $l_0 = 15 > 10 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 10)$

Tabela 4.129. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia konstrukcji stacji wężrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	39,14	15,37	34,41	43,87	$18,79 \cdot 10^{-4}$	$8,40 \cdot 10^{-6}$	Normalny $m = 39,1368$ $\sigma = 15,3687$	$\chi^2 = 0,148 < \chi_{\alpha}^2 = 0,352$ $\lambda = 0,521 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	34,67	15,59	28,24	41,11	$10,92 \cdot 10^{-4}$	$4,32 \cdot 10^{-6}$	Normalny $m = 34,6745$ $\sigma = 15,5864$	$\chi^2 = 0,652 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,574 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	17,85	9,49	13,41	22,29	$8,74 \cdot 10^{-4}$	$1,78 \cdot 10^{-6}$	Normalny $m = 17,8519$ $\sigma = 9,4917$	$\chi^2 = 1,25 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,483 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 4.130. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia konstrukcji stacji napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	29,18	13,03	25,76	32,61	$6,03 \cdot 10^{-4}$	$2,01 \cdot 10^{-6}$	Normalny $m = 29,1842$ $\sigma = 13,0291$	$\chi^2 = 0,497 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,637 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	17,57	10,01	14,41	20,73	$4,26 \cdot 10^{-4}$	$0,85 \cdot 10^{-6}$	Weibulla $b = 19,7634$ $v = 1,8476$	$\chi^2 = 1,31 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,607 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	14,09	9,84	10,54	17,64	$3,32 \cdot 10^{-4}$	$0,53 \cdot 10^{-6}$	Log norm. $m = 2,3774$ $\sigma = 0,7846$	$\chi^2 = 1,14 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,570 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 4.131. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia konstrukcji stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wężrzowa	22092,98	12532,38	16227,65	27958,32	Weibulla $b = 27592,27$ $v = 1,9917$	$\chi^2 = 1,14 < \chi_{\alpha}^2 = 1,64$ $\lambda = 0,954 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
2.	Stacja napowietrzna	10738,89	8905,65	7528,06	13949,72	Wykład. $\lambda = 0,000093$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,819 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Wartości współczynników u oraz k dla konstrukcji stacji SN/nN wewnętrznych wynoszą: $u = 0,58$, $k = 0,51$, natomiast dla konstrukcji stacji napowietrznych: $u = 0,71$, $k = 0,42$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem konstrukcji stacji SN/nN przedstawiają tabele 4.132 i 4.133.

Tabela 4.132. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia konstrukcji stacji wewnętrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	8584,44	3344,11	7555,28	9613,61	Log norm.	$m = 8,9821$ $\sigma = 0,3991$	$\chi^2 = 0,828 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 0,584 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	217755,40	146610,20	149139,71	286371,02	Log norm.	$m = 12,0192$ $\sigma = 0,8321$	$\chi^2 = 0,792 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,573 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.133. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia konstrukcji stacji napowietrznych SN/nN

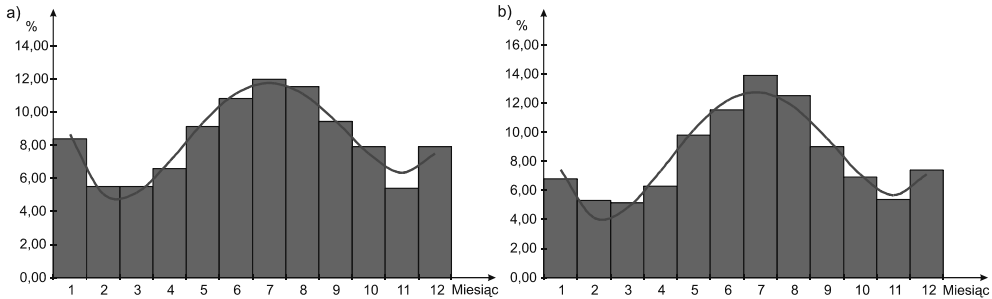
Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	7262,22	2699,19	6552,51	7971,94	Normalny	$m = 7262,22$ $\sigma = 2699,19$	$\chi^2 = 0,617 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,552 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	121816,63	100634,26	85534,11	158099,15	Wykład.	$\lambda = 0,000008$	$\chi^2 = 0,911 < \chi^2_{\alpha} = 1,15$ $\lambda = 0,656 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

4.4. Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analiz niezawodnościowych przeprowadzonych dla stacji SN/nN jako obiektów elektroenergetycznych. Zaprezentowano ogólne właściwości niezawodnościowe stacji. Dokonano także analizy wskaźników dla konkretnych rozwiązań konstrukcyjnych stacji SN/nN, najczęściej stosowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych. Przedstawiono wyniki otrzymane na drodze badań empirycznych. Wyniki te zweryfikowano przy pomocy obliczeń teoretycznych z wykorzystaniem metody średniej intensywności i średniego czasu trwania awarii [25, 62, 186, 219, 296, 333, 375, 378, 379, 392] oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem metody opartej na terminach rozszerzonych sieci Petriego [45, 73, 85, 307, 381, 386, 387, 394, 454, 466]. W przeprowadzonych analizach stację potraktowano jako scalony element pracujący w sieci elektroenergetycznej.

4.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii stacji

Na rysunku 4.28 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń stacji SN/nN w poszczególnych miesiącach roku. Rysunek ten przedstawia także funkcje aproksymacyjne.



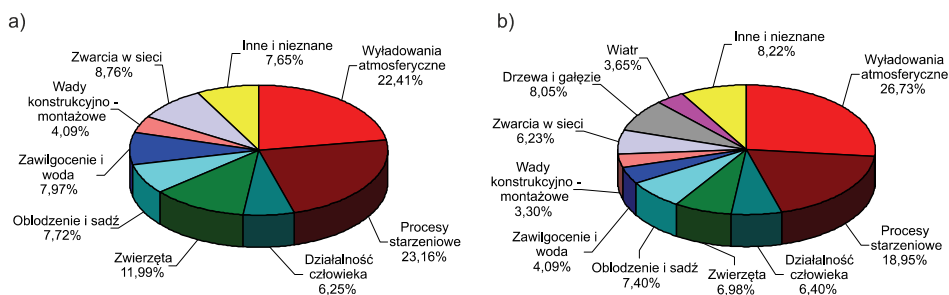
Rys. 4.28. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii w stacjach SN/nN: a) wewnętrznych, b) napowietrznych

Zarówno w przypadku stacji wewnętrznych, jak i napowietrznych, najwięcej awarii zaobserwowano w miesiącach letnich (od maja do października) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 1693 awarie w stacjach wewnętrznych oraz 1851 awarii w stacjach napowietrznych, co stanowi odpowiednio 60,79% oraz 63,67% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 453 awarie w stacjach wewnętrznych oraz 413 awarii w stacjach napowietrznych, co stanowi odpowiednio 16,27% oraz 14,21% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność stacji kształtuje się znacznie poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii stacji SN/nN, przedstawionych na rysunku 4.28 wynoszą, dla stacji wewnętrznych: $a = 0,0174$; $b = -0,4784$; $c = 4,2619$; $d = -13,2879$; $e = 18,1380$, dla stacji napowietrznych: $a = 0,0205$; $b = -0,5532$; $c = 4,7903$; $d = -14,1085$; $e = 17,2800$. Współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych wynoszą dla stacji wewnętrznych $r = 0,98$, natomiast dla stacji napowietrznych $r = 0,97$.

Najpoważniejszą przyczyną awarii stacji wewnętrznych SN/nN są procesy starzeniowe, które spowodowały około 23,16% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są wylądowania atmosferyczne, w wyniku których zaistniało około 22,41% wszystkich uszkodzeń stacji. Najpoważniejszą przyczyną awarii stacji napowietrznych słupowych SN/nN są wylądowania atmosferyczne, w wyniku których zaistniało około 26,73% wszystkich uszkodzeń. Na drugim miejscu wymienić należy procesy starzeniowe, w wyniku których zaistniało około 18,95% wszystkich uszkodzeń stacji.

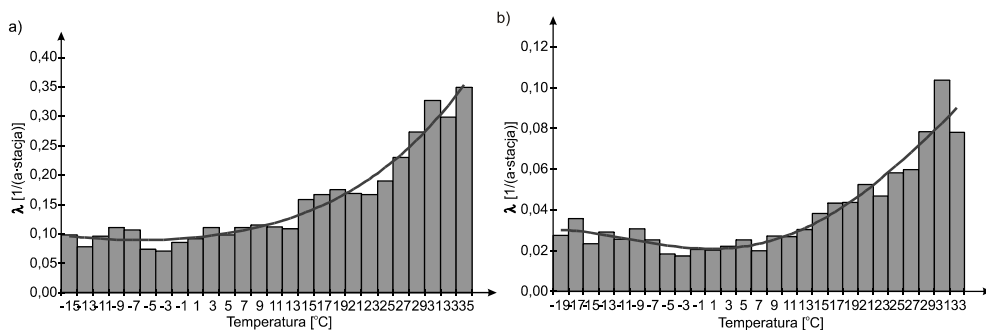
Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii stacji w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 4.29.



Rys. 4.29. Procentowy udział przyczyn awarii stacji SN/nN: a) wewnętrznych, b) napowietrznych

4.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji SN/nN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii stacji SN/nN. Intensywność awarii stacji w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 4.30.



Rys. 4.30. Zależność intensywności awarii stacji: a) wewnętrznych, b) napowietrznych, od temperatury otoczenia

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń przedstawione na rysunku 4.30 są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii stacji w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: dla stacji wewnętrznych: $a = 3,84 \cdot 10^{-8}$; $b = 106,78 \cdot 10^{-8}$; $c = 96,86 \cdot 10^{-6}$; $d = 1107,24 \cdot 10^{-6}$; $e = 92698,30 \cdot 10^{-6}$; natomiast dla stacji napowietrznych: $a = -2,59 \cdot 10^{-8}$; $b = 121,55 \cdot 10^{-8}$; $c = 54,03 \cdot 10^{-6}$; $d = -77,58 \cdot 10^{-6}$; $e = 20920,75 \cdot 10^{-6}$. Współczynniki korelacji funkcji teoretycznych z danymi empirycznymi wynoszą odpowiednio $r_w = 0,98$ oraz $r_n = 0,96$.

4.4.3. Parametry niezawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN

Stację elektroenergetyczną jako obiekt złożony z wielu urządzeń i podzespołów należy traktować jako element odnawialny. Wymieniana jest tylko ta część która uległa uszkodzeniu. W bardzo nielicznych przypadkach, gdy zniszczeniu uległa znaczna część stacji jest ona zastępowana nową (przypadki wybuchu transformatora lub zawalenia budynku stacji wewnętrznej, przewrócenie stacji słupowej, itp.).

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy stacji do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Otrzyma-
ne wyniki przedstawiają tabele 4.134-4.137.

Tabela 4.134. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji SN/nN do uszkodzenia (w odniesieniu do jednej stacji)

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	21,74	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w dalszej części pracy	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(24, 29) = 24$; $l_0 = 24 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$
2.	Stacja napowietrzna	25,84	Superpozycja rozkładów: Log norm., Wykład. oraz Weibulla	Opisane w dalszej części pracy	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(28, 29) = 28$; $l_0 = 28 > 20 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 20)$

Tabela 4.135. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia stacji wewnątrzowych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	10,09	14,75	9,54	10,63	$1216,95 \cdot 10^{-4}$	$140,15 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5330$ $\sigma = 1,3297$	$\chi^2 = 5,16 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,772 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,59	10,16	7,20	7,98	$1130,43 \cdot 10^{-4}$	$97,94 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2534$ $\sigma = 1,3688$	$\chi^2 = 4,99 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,843 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	3,99	5,69	3,76	4,23	$978,81 \cdot 10^{-4}$	$44,58 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 3,0846$ $v = 0,7992$	$\chi^2 = 4,83 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,326 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.136. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia stacji napowietrznych SN/nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·szt.)]	---	---	---
t_a	10,33	11,43	9,92	10,75	$302,04 \cdot 10^{-4}$	$35,62 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7940$ $\sigma = 1,1273$	$\chi^2 = 6,32 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,937 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,41	9,29	8,06	8,76	$285,83 \cdot 10^{-4}$	$27,44 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1189$	$\chi^2 = 3,53 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,648 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,90	7,29	5,61	6,19	$258,40 \cdot 10^{-4}$	$17,40 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,1430$ $\sigma = 1,2318$	$\chi^2 = 2,90 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,447 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.137. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Stacja wewnątrzowa	1665,38	3809,56	1507,61	1823,16	Log norm.	$m = 6,1138$ $\sigma = 1,7225$	$\chi^2 = 1,31 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,868 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Stacja napowietrzna	1705,24	3373,27	1572,65	1837,82	Log norm.	$m = 6,3069$ $\sigma = 1,6046$	$\chi^2 = 1,44 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,179 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN wewnątrzowych: $u = 0,93$, $k = 0,70$, natomiast dla stacji napowietrznych: $u = 0,95$, $k = 0,77$.

Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią stacji SN/nN. Otrzymane wyniki zestawiono w tabelach 4.138 i 4.139.

Tabela 4.138. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia stacji wewnątrzowych SN/nN

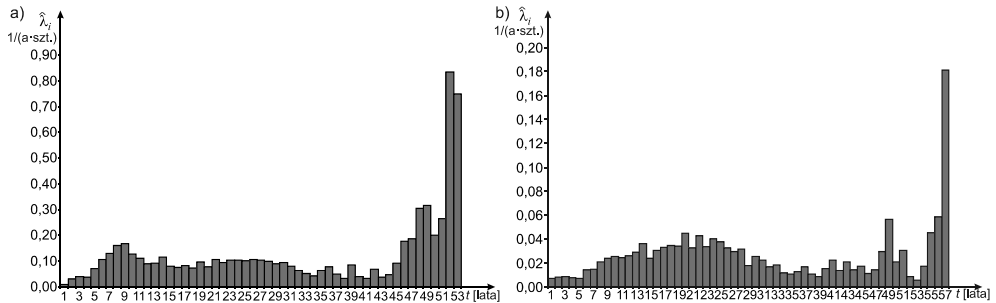
Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2793,93	4557,35	2624,48	2963,38	Log norm.	$m = 7,2007$ $\sigma = 1,1735$	$\chi^2 = 5,18 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,263 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	17980,55	36242,02	16478,22	19482,88	Log norm.	$m = 8,5776$ $\sigma = 1,7134$	$\chi^2 = 5,79 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,777 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.139. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia stacji napowietrznych SN/nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	4067,27	6076,41	3846,29	4288,25	Weibulla	$b = 2847,84$ $v = 0,6865$	$\chi^2 = 1,32 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,002 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	19397,73	35280,38	18010,48	20784,98	Log norm.	$m = 8,7808$ $\sigma = 1,6000$	$\chi^2 = 1,35 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,550 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

4.4.4. Funkcje niezawodnościowe stacji SN/nN

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcje intensywności awarii, funkcje niezawodności oraz funkcje trwałości (zawodności) stacji wewnętrznych oraz napowietrznych. Na rysunku 4.31 przedstawiono empiryczne przebiegi funkcji intensywności awarii.



Rys. 4.31. Empiryczne przebiegi funkcji intensywności awarii stacji transformatorowo rozdzielczych SN/nN a) wewnętrznych, b) napowietrznych

Zarówno w przypadku stacji wewnętrznych, jak i napowietrznych obserwuje się okres wzmożonej intensywności awarii. W przypadku stacji wewnętrznych występuje on około 10-15 roku eksploatacji, natomiast w przypadku stacji napowietrznych około 20 roku eksploatacji. Następnie intensywność awarii zmniejsza się do około 40 roku, po czym jej wartość gwałtownie wzrasta.

Na podstawie szczegółowej analizy przebiegów empirycznych intensywności awarii przyjęto, iż funkcje intensywności awarii stacji SN/nN zarówno wewnętrznych, jak i napowietrznych, są superpozycjami trzech rozkładów intensywności $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$, $\lambda_3(t)$ o postaci (4.1), przy czym: l_1 – liczba awarii stacji wewnętrznych, które wystąpiły do 15 roku eksploatacji oraz liczba awarii stacji napowietrznych, które wystąpiły do 30 roku eksploatacji, l_2 – liczba awarii stacji wewnętrznych, które wystąpiły między 16 a 40 rokiem eksploatacji oraz liczba awarii stacji napowietrznych, które wystąpiły między 31 a 44 rokiem eksploatacji, l_3 – liczba awarii stacji wewnętrznych, które wystąpiły od 41 roku eksploatacji oraz liczba awarii stacji napowietrznych, które wystąpiły od 45 roku eksploatacji.

Jako rozkłady intensywności awarii przyjęto: dla frakcji pierwszej $\lambda_1(t)$ – rozkład logarytmiczno-normalny (2.6), dla frakcji drugiej $\lambda_2(t)$ – rozkład wykładniczy (2.7) natomiast dla frakcji trzeciej $\lambda_3(t)$ – rozkład Weibulla (2.8).

Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $\lambda(t)$ wyznaczono następujące wartości licznosci poszczególnych frakcji: dla stacji wewnętrznych: $l_1 = 985$, $l_2 = 1679$, $l_3 = 121$, $l = 2785$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,35$, $k_2 = 0,60$, $k_3 = 0,05$, dla stacji napowietrznych: $l_1 = 2412$, $l_2 = 457$, $l_3 = 38$, $l = 2907$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,83$, $k_2 = 0,16$, $k_3 = 0,01$.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica oraz Excela wartości parametrów rozkładów (2.6), (2.7) oraz (2.8) wynoszą: dla stacji wewnętrznych: $m = 1,4829$,

$\sigma = 0,3802$, $\lambda_w = 0,032$, $\nu = 16,49$ oraz $b = 41,98$, dla stacji napowietrznych: $m = 2,0345$, $\sigma = 0,9731$, $\lambda_w = 0,049$, $\nu = 17,34$ oraz $b = 42,25$.

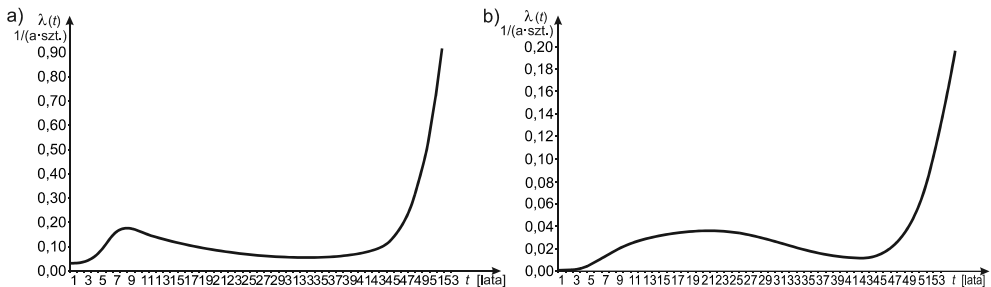
Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (4.1) teoretyczna funkcja intensywności awarii stacji wewnętrznych przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = \frac{0,1595}{t} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - 1,4829)^2}{0,2891}}}{0,5 - \Phi(2,6302 \cdot \log t - 3,9003)} + 1,42 \cdot 10^{-27} \cdot t^{15,49} + 0,0192 \quad (4.11)$$

natomiast w przypadku stacji napowietrznych:

$$\lambda(t) = \frac{0,1478}{t} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - 2,0345)^2}{1,8938}}}{0,5 - \Phi(1,0276 \cdot \log t - 2,0907)} + 1,46 \cdot 10^{-29} \cdot t^{16,34} + 0,0078 \quad (4.12)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii stacji SN/nN przedstawia rysunek 4.32.



Rys. 4.32. Przebiegi teoretycznych funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN a) wewnętrznych oraz b) napowietrznych

Weryfikacje hipotez o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 4.134). Na podstawie przeprowadzonych testów, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotez, iż rozkłady funkcji intensywności są superpozycjami trzech rozkładów przedstawionymi zależnościami (4.11) oraz (4.12).

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci:

- dla stacji wewnętrznych:

$$R(t) = 0,1750 - 0,35 \cdot \Phi(2,6302 \cdot \log t - 3,9003) + 0,60 \cdot e^{-0,032t} + 0,05 \cdot e^{-\left(\frac{t}{41,98}\right)^{16,49}} \quad (4.13)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$R(t) = 0,4150 - 0,83 \cdot \Phi(1,0276 \cdot \log t - 2,0907) + 0,16 \cdot e^{-0,049 \cdot t} + 0,01 \cdot e^{-\left(\frac{t}{42,25}\right)^{17,34}} \quad (4.14)$$

natomiast funkcję zawodności:

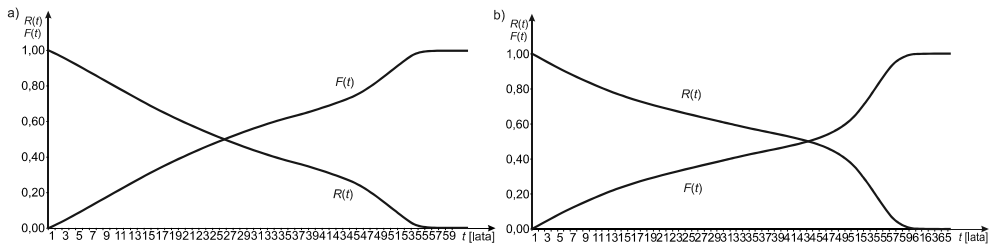
- dla stacji wewnętrznych:

$$F(t) = 0,825 + 0,35 \cdot \Phi(2,6302 \cdot \log t - 3,9003) - 0,60 \cdot e^{-0,032 \cdot t} - 0,05 \cdot e^{-\left(\frac{t}{41,98}\right)^{16,49}} \quad (4.15)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$F(t) = 0,5850 + 0,83 \cdot \Phi(1,0276 \cdot \log t - 2,0907) - 0,16 \cdot e^{-0,049 \cdot t} - 0,01 \cdot e^{-\left(\frac{t}{42,25}\right)^{17,34}} \quad (4.16)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 4.33.



Rys. 4.33. Przebiegi teoretycznych funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ stacji SN/nN: a) wewnętrznych oraz b) napowietrznych

Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy stacji transformatorowych SN/nN, o których mowa w tabeli 4.134, przyjmują postać:

- dla stacji wewnętrznych:

$$f(t) = \frac{0,1595}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 1,4829)^2}{0,2891}} + 0,0192 \cdot e^{-0,032 \cdot t} + 1,42 \cdot 10^{-27} \cdot t^{15,49} \cdot e^{-\left(\frac{t}{41,98}\right)^{16,49}} \quad (4.17)$$

- dla stacji napowietrznych:

$$f(t) = \frac{0,1478}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 2,0345)^2}{1,8938}} + 0,0078 \cdot e^{-0,049 \cdot t} + 1,46 \cdot 10^{-29} \cdot t^{16,34} \cdot e^{-\left(\frac{t}{42,25}\right)^{17,34}} \quad (4.18)$$

4.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji stacji SN/nN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności stacji, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 4.4.3 oraz 4.4.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej stacji SN/nN kioskowej: $K_{no} = 145\ 000$ PLN/szt.,
- koszt inwestycyjny nowej stacji SN/nN słupowej: $K_{no} = 75\ 000$ PLN/szt.,
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora) w stacji wewnętrznej: $k_{ua} = 2793,93$ PLN,
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora) w stacji napowietrznej: $k_{ua} = 4067,27$ PLN,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii w stacji wewnętrznej: $\Delta A = 1665,38$ kWh,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii w stacji napowietrznej: $\Delta A = 1705,24$ kWh,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych ze stacji SN/nN [66]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh.

Tabela 4.140. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji stacji wewnętrznych średniego napięcia przy $\rho = 0,08$

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot km}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0082	1,0800	1,0000	156841
2	0,0306	0,5608	0,4808	81868
3	0,0400	0,3880	0,3080	57011
4	0,0379	0,3019	0,2219	44606
5	0,0690	0,2505	0,1705	37348
6	0,1063	0,2163	0,1363	32682
7	0,1297	0,1921	0,1121	29446
8	0,1608	0,1740	0,0940	27121
9	0,1677	0,1601	0,0801	25343
10	0,1258	0,1490	0,0690	23848

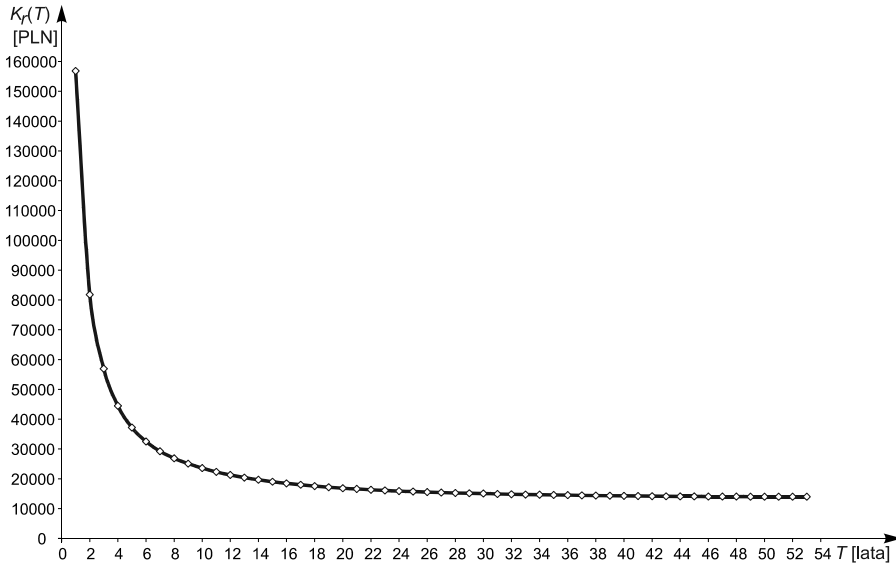
cd. tabeli 4.140

1	2	3	4	5
11	0,1110	0,1401	0,0601	22611
12	0,0894	0,1327	0,0527	21558
13	0,0921	0,1265	0,0465	20681
14	0,1147	0,1213	0,0413	19966
15	0,0786	0,1168	0,0368	19315
16	0,0753	0,1130	0,0330	18751
17	0,0818	0,1096	0,0296	18267
18	0,0727	0,1067	0,0267	17836
19	0,0959	0,1041	0,0241	17474
20	0,0774	0,1019	0,0219	17141
21	0,1051	0,0998	0,0198	16863
22	0,0932	0,0980	0,0180	16608
23	0,1034	0,0964	0,0164	16385
24	0,1023	0,0950	0,0150	16184
25	0,1013	0,0937	0,0137	16004
26	0,1048	0,0925	0,0125	15842
27	0,1023	0,0914	0,0114	15695
28	0,0978	0,0905	0,0105	15560
29	0,0890	0,0896	0,0096	15436
30	0,0929	0,0888	0,0088	15324
31	0,0793	0,0881	0,0081	15218
32	0,0636	0,0875	0,0075	15119
33	0,0518	0,0869	0,0069	15026
34	0,0418	0,0863	0,0063	14939
35	0,0624	0,0858	0,0058	14863
36	0,0760	0,0853	0,0053	14795
37	0,0498	0,0849	0,0049	14729
38	0,0320	0,0845	0,0045	14667
39	0,0853	0,0842	0,0042	14616
40	0,0400	0,0839	0,0039	14564
41	0,0315	0,0836	0,0036	14515
42	0,0674	0,0833	0,0033	14474
43	0,0370	0,0830	0,0030	14434
44	0,0468	0,0828	0,0028	14397
45	0,0926	0,0826	0,0026	14367
46	0,1754	0,0824	0,0024	14345
47	0,1850	0,0822	0,0022	14325
48	0,3053	0,0820	0,0020	14314
49	0,3168	0,0819	0,0019	14305
50	0,2000	0,0817	0,0017	14290
51	0,2642	0,0816	0,0016	14279
52	0,8333	0,0815	0,0015	14295
53	0,7500	0,0814	0,0014	14305

W tabeli 4.140 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji stacji wną-

trзовых w funkcji lat eksploatacji, dla funkcji intensywności wyznaczonej w rozdziale 4.4.4 oraz przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

Na rysunku 4.34 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania stacji wewnętrznej w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.

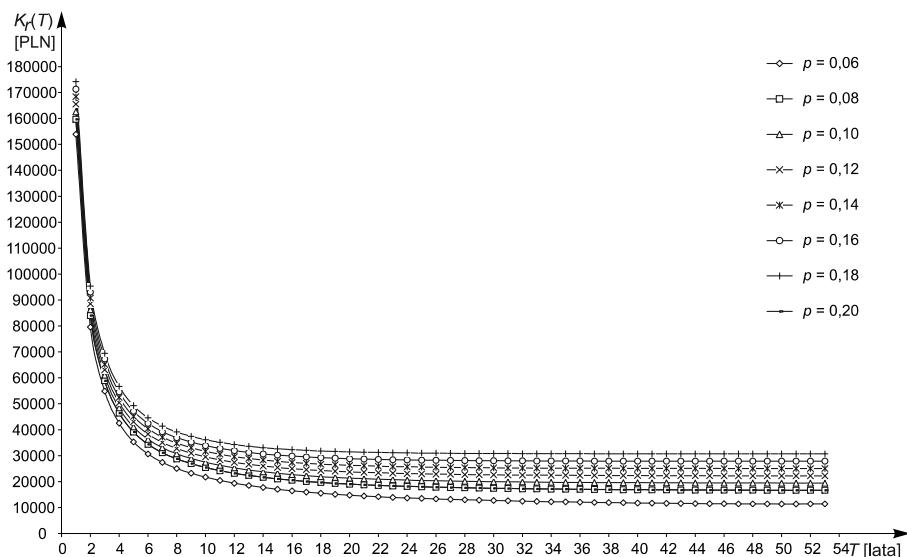


Rys. 4.34. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN wewnętrznej w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 4.140 oraz wykres na rysunku 4.34 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 51 lat. Oznacza to, iż stacja powinna zostać zastąpiona nową w końcu 51 roku eksploatacji. Jest to bardzo długi czas. Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego czasu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji wewnętrznej SN/nN powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 51 lat, należy się zastanowić, czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

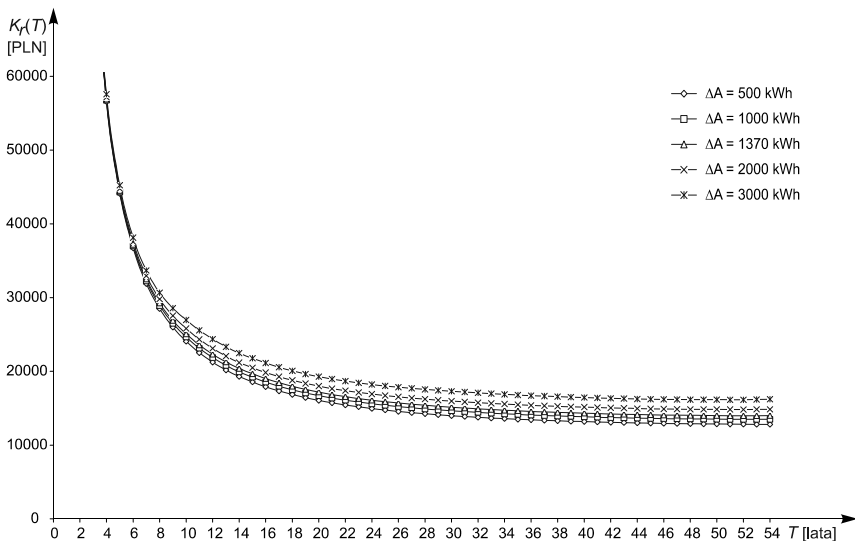
Powyższą analizę przeprowadzono dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 4.35 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania stacji dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 2793,93$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 1665,38$ kWh.

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 50$ lat, natomiast już dla $p = 0,10$ wzrasta do $T = 54$ lata.



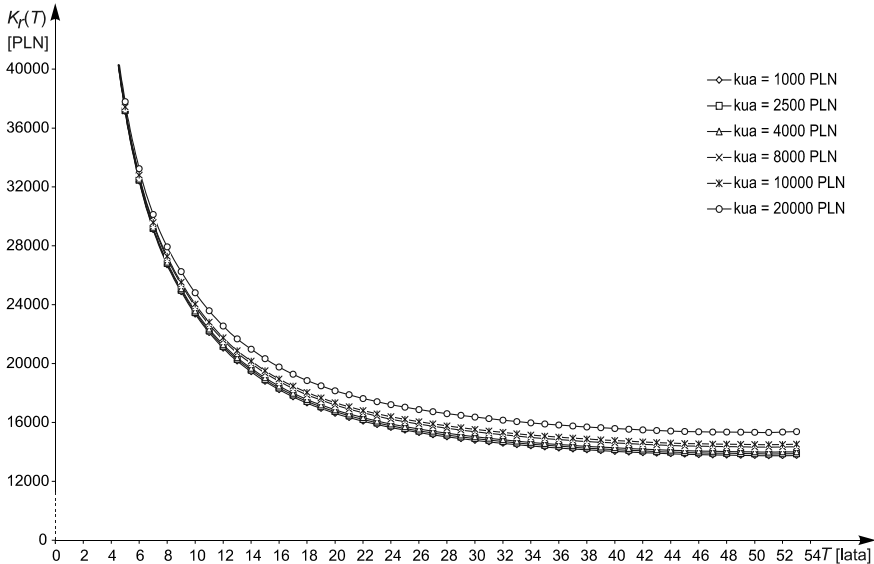
Rys. 4.35. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN wewnątrzowej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

Ważnym parametrem charakteryzującym awarie stacji transformatorowych jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzono analizę wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 2793,93$ PLN, przedstawiono na rysunku 4.36.



Rys. 4.36. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN wewnątrzowej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 2000$ kWh wartość ta wynosi $T = 51$ lat, natomiast dla $\Delta A = 3000$ kWh wynosi $T = 48$ lat.



Rys. 4.37. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN wewnętrznej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji stacji jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 4.37 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji stacji w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 1665,38$ kWh.

Dla wszystkich analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji stacji wyniósł 51 lat. Jedynie dla bardzo dużych kosztów średnich wynoszących 20000 PLN czas ten zmniejszył się do 50 lat. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji stacji wewnętrznych.

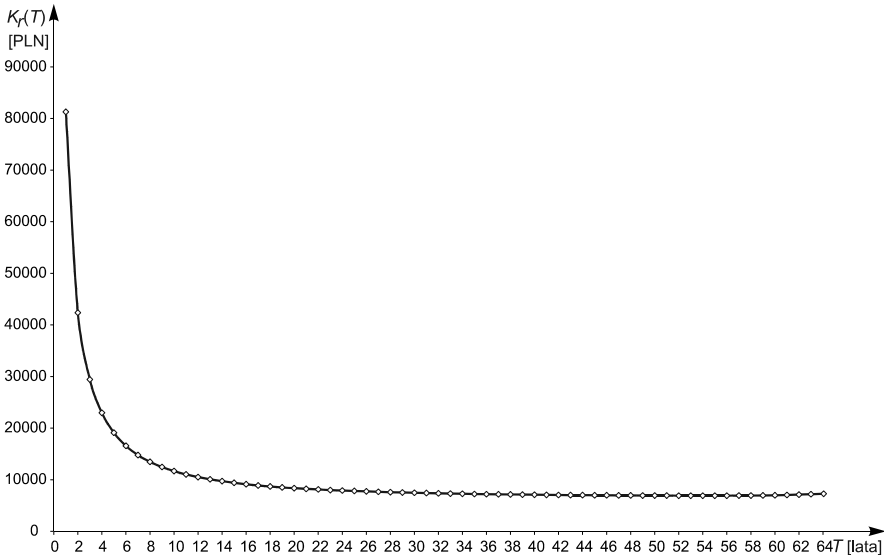
W tabeli 4.141 zestawiono wyniki obliczeń intensywności awarii, współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji stacji napowietrznych słupowych w funkcji lat eksploatacji.

Tabela 4.141. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji stacji napowietrznych średniego napięcia przy $\rho = 0,08$

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot \text{km}}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0072	1,0800	1,0000	81225
2	0,0084	0,5608	0,4808	42301
3	0,0088	0,3880	0,3080	29355
4	0,0076	0,3019	0,2219	22894
5	0,0074	0,2505	0,1705	19031
6	0,0142	0,2163	0,1363	16497
7	0,0151	0,1921	0,1121	14701
8	0,0208	0,1740	0,0940	13380
9	0,0239	0,1601	0,0801	12368
10	0,0255	0,1490	0,0690	11570
11	0,0246	0,1401	0,0601	10921
12	0,0258	0,1327	0,0527	10388
13	0,0290	0,1265	0,0465	9947
14	0,0364	0,1213	0,0413	9583
15	0,0243	0,1168	0,0368	9258
16	0,0309	0,1130	0,0330	8984
17	0,0332	0,1096	0,0296	8749
18	0,0347	0,1067	0,0267	8544
19	0,0340	0,1041	0,0241	8364
20	0,0449	0,1019	0,0219	8212
...
40	0,0154	0,0839	0,0039	6914
41	0,0223	0,0836	0,0036	6892
42	0,0140	0,0833	0,0033	6870
43	0,0208	0,0830	0,0030	6851
44	0,0142	0,0828	0,0028	6834
45	0,0175	0,0826	0,0026	6817
46	0,0111	0,0824	0,0024	6802
47	0,0145	0,0822	0,0022	6788
48	0,0296	0,0820	0,0020	6776
49	0,0563	0,0819	0,0019	6766
50	0,0211	0,0817	0,0017	6756
51	0,0308	0,0816	0,0016	6746
52	0,0087	0,0815	0,0015	6737
53	0,0058	0,0814	0,0014	6728
54	0,0174	0,0813	0,0013	6720
55	0,0451	0,0812	0,0012	6714
56	0,0586	0,0811	0,0011	6708
57	0,1812	0,0810	0,0010	6707
58	0,2397	0,0809	0,0009	6708
59	0,4920	0,0809	0,0009	6715
60	1,0173	0,0808	0,0008	6735

1	2	3	4	5
61	2,0991	0,0807	0,0007	6779
62	4,2990	0,0807	0,0007	6866
63	8,7230	0,0806	0,0006	7034
64	17,5205	0,0806	0,0006	7350

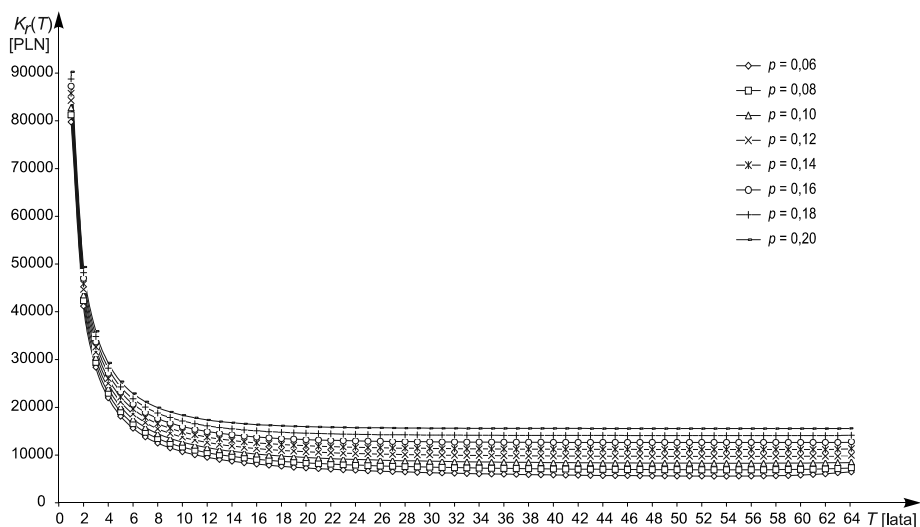
Na rysunku 4.38 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania stacji napowietrznej w funkcji lat jej eksploatacji.



Rys. 4.38. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN napowietrznej w zależności od lat jej eksploatacji

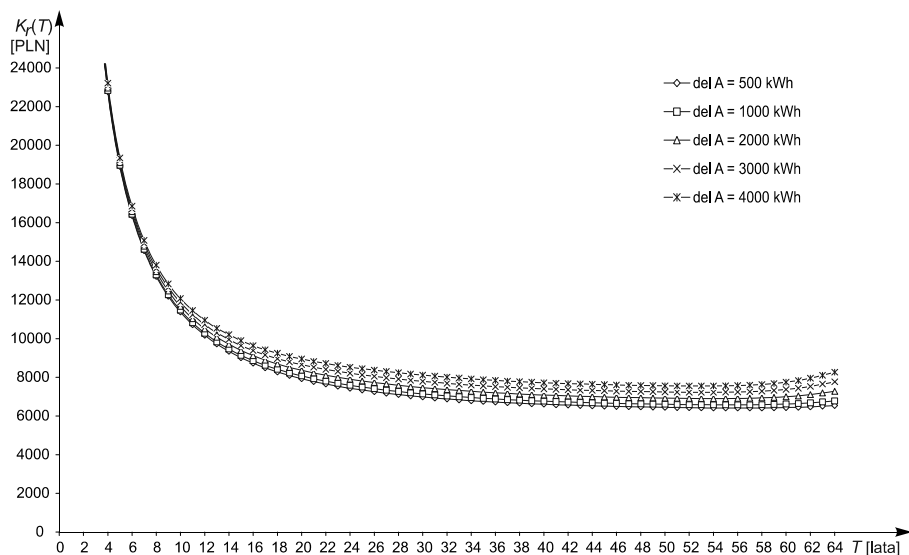
Analizując dane z tabeli 4.141 oraz wykres na rysunku 4.38 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 57 lat. Oznacza to, iż stacja powinna zostać zastąpiona nową w końcu 57 roku eksploatacji. Jest to, podobnie jak w przypadku stacji wewnątrzowych, czas bardzo długi. Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego czasu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji napowietrznej SN/nN powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 57 lat, należy się zastanowić, czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

Powyższe analizy przeprowadzono dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 4.39 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania stacji dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ia} = 4067,27$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 1705,24$ kWh.



Rys. 4.39. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN napowietrznej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

Wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 55$ lat, natomiast dla $p = 0,20$ wzrasta do $T = 63$ lata.



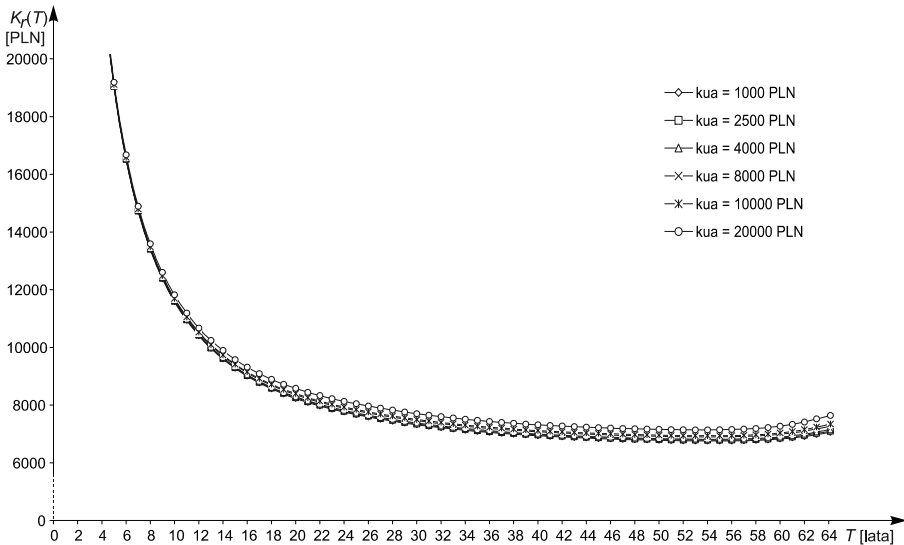
Rys. 4.40. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN napowietrznej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA

Na rysunku 4.40 przedstawiono zależność kosztów rocznych stacji napowietrznych od czasu ich użytkowania dla różnych średnich wartości niedostarczonej

energii. Analizę przeprowadzono dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 4067,27$ PLN.

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 500$ kWh wartość ta wynosi $T = 58$ lat, natomiast dla $\Delta A = 4000$ kWh wynosi $T = 54$ lata.

Na rysunku 4.41 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji stacji napowietrznej w funkcji lat jej użytkowania, dla różnych teoretycznych kosztów usuwania awarii, przy $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 1705,24$ kWh.



Rys. 4.41. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo-rozdzielczej SN/nN napowietrznej w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

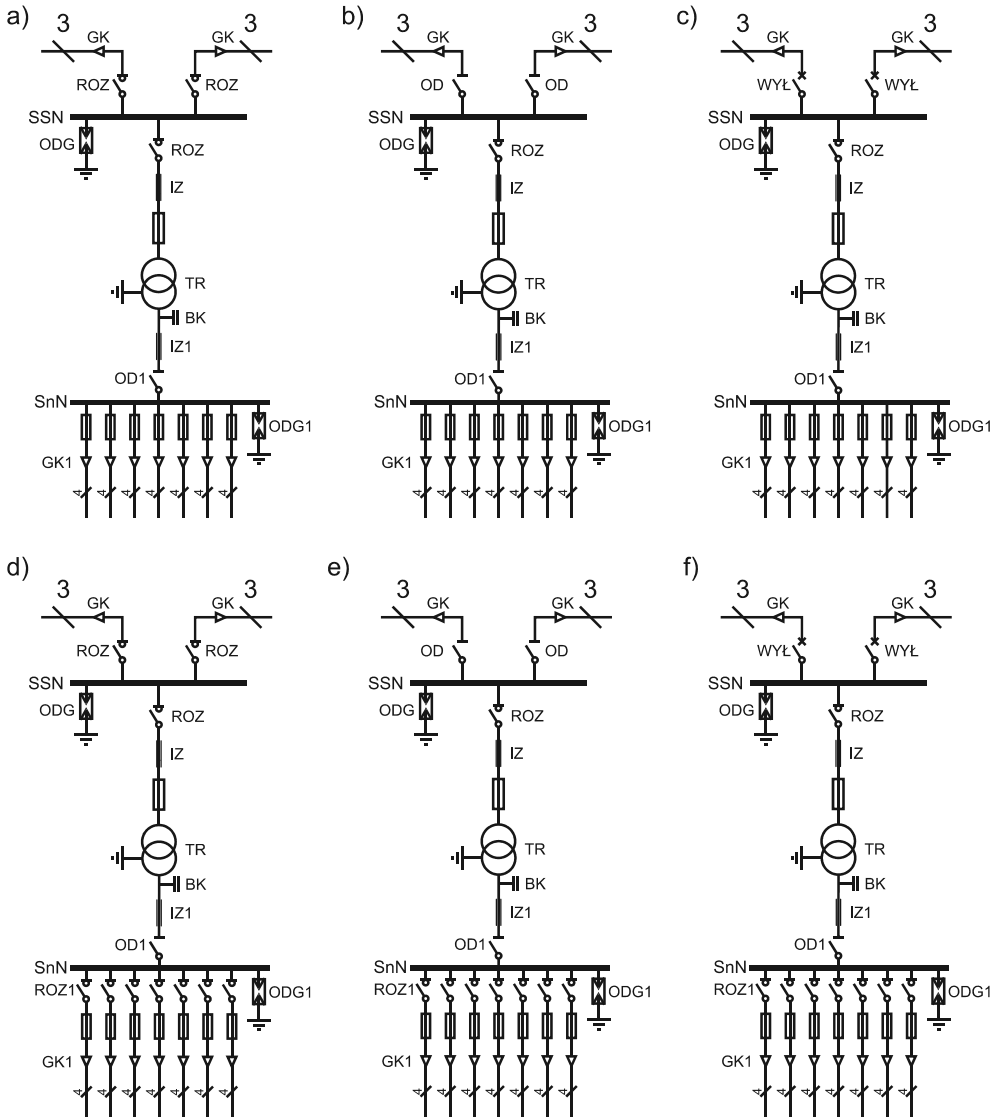
Dla większości analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji stacji wyniósł 57 lat. Jedynie dla bardzo dużych kosztów średnich wynoszących 10000 PLN lub 20000 PLN czas ten zmniejszył się do 55 lat. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji stacji napowietrznych.

4.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe stacji wewnętrznych eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych miejskich

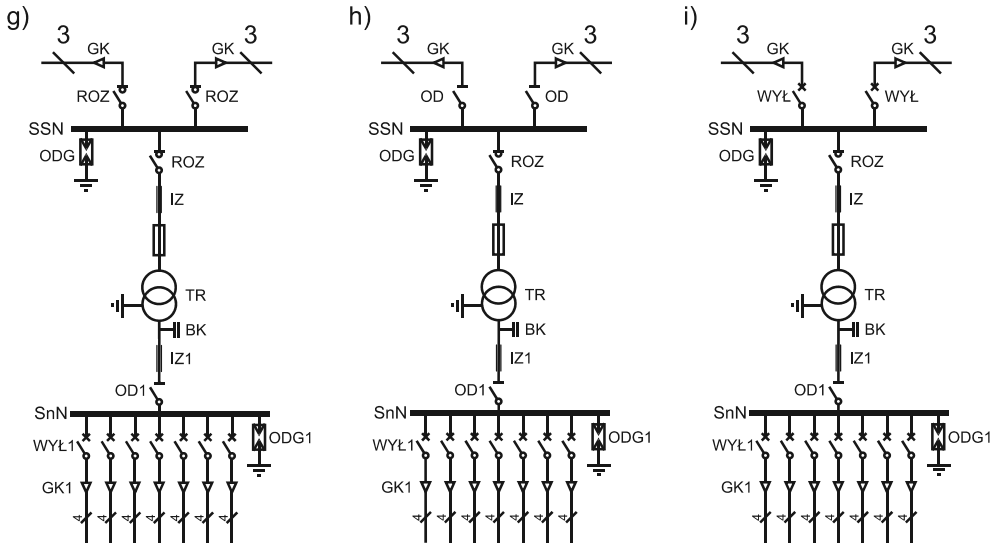
Na rysunkach 4.42 oraz 4.43 przedstawiono schematy strukturalne stacji wewnętrznych SN/nN najczęściej stosowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych.

Rozwiązaniem dominującymi są układy przedstawione na rysunkach 4.42a, 4.42d oraz 4.43a, 4.43c. Stacje nowobudowane coraz częściej mają strukturę

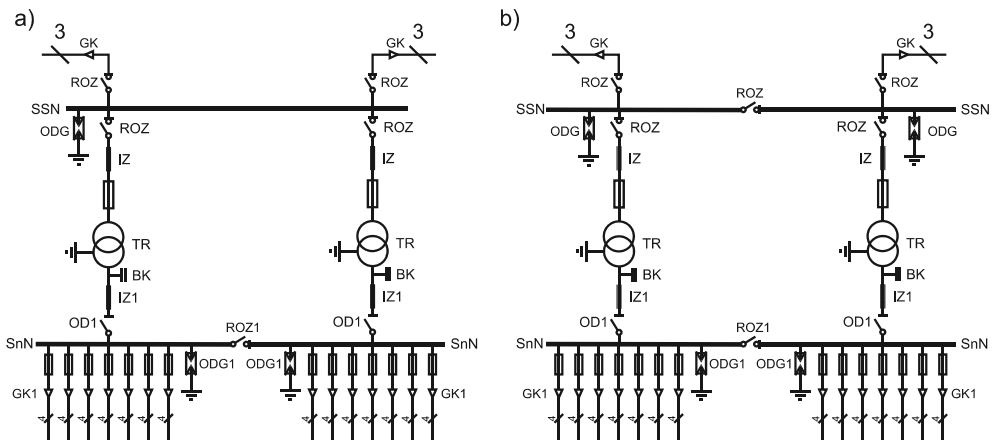
przedstawioną na rysunkach 4.42i oraz 4.43f. Dla wymienionych sześciu rozwiązań konstrukcyjnych przedstawione zostaną wyniki analiz niezawodnościowych. W przeciwieństwie do analizy z podrozdziału 4.4.3, wyznaczone zostaną parametry niezawodnościowe stacji między punktem (punktami) jej zasilania a dowolnym punktem odbiorczym energii, na wyjściu ze stacji.



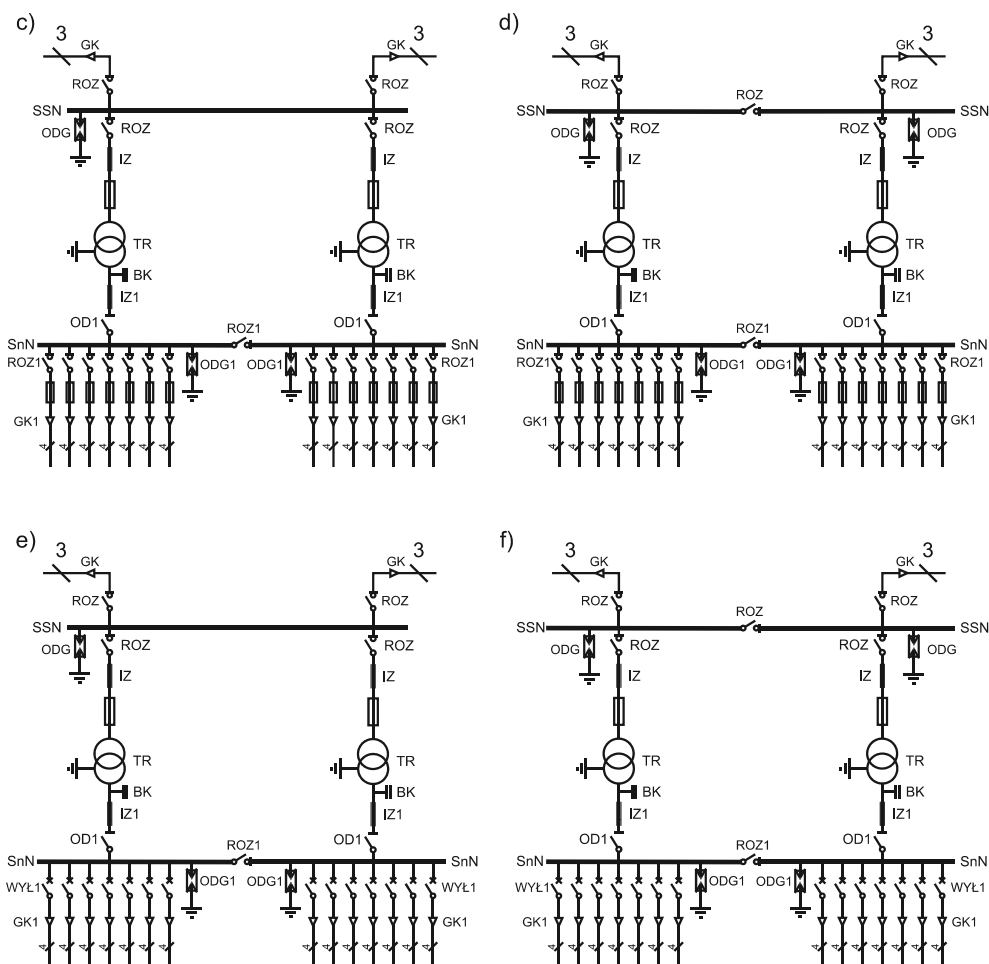
Rys. 4.42a-f. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN jednotransformatorowych stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych (GK – głowica kablowa SN, ROZ – rozłącznik SN, SSN – szyny zbiorcze SN, ODG – odgromnik SN, IZ – izolator SN, TR – transformator SN/nN, BK – bateria kondensatorów nN, OD1 – odłącznik nN, IZ1 – izolator nN, SnN – szyny zbiorcze nN, ROZ1 – rozłącznik nN, WYŁ1 – wyłącznik nN, ODG1 – odgromnik nN, GK1 – głowica kablowa nN)



Rys. 4.42g-i. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN jednotransformatorowych stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych (GK – głowica kablowa SN, ROZ – rozłącznik SN, SSN – szyny zbiorcze SN, ODG – odgromnik SN, IZ – izolator SN, TR – transformator SN/nN, BK – bateria kondensatorów nN, OD1 – odłącznik nN, IZ1 – izolator nN, SnN – szyny zbiorcze nN, ROZ1 – rozłącznik nN, WYŁ1 – wyłącznik nN, ODG1 – odgromnik nN, GK1 – głowica kablowa nN)



Rys. 4.43a-b. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN dwutransformatorowych stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych (oznaczenia, jak na rysunku 4.42)



Rys. 4.43c-f. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN dwutransformatorowych stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych (oznaczenia, jak na rysunku 4.42)

Analiza na podstawie danych empirycznych

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii w stacjach SN/nN wewnętrznych o różnych konstrukcjach. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 4.142–4.145.

Tabela 4.142. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---									---
1.	Jak na rysunku 4.42a	9,79	12,31	9,17	10,40	$671,33 \cdot 10^{-4}$	$75,02 \cdot 10^{-6}$	Log nom.	$m = 1,6276$ $\sigma = 1,2087$	$\chi^2 = 8,82 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 1,150 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	9,32	12,56	8,67	9,95	$666,52 \cdot 10^{-4}$	$70,91 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 7,3498$ $v = 0,7854$	$\chi^2 = 2,48 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,276 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	9,35	11,94	8,73	9,97	$620,49 \cdot 10^{-4}$	$66,22 \cdot 10^{-6}$	Log nom.	$m = 1,5385$ $\sigma = 1,2695$	$\chi^2 = 4,84 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,243 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	10,07	10,67	9,37	10,76	$393,71 \cdot 10^{-4}$	$45,26 \cdot 10^{-6}$	Log nom.	$m = 1,8290$ $\sigma = 1,0557$	$\chi^2 = 4,58 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,255 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	9,94	10,06	9,28	10,59	$400,70 \cdot 10^{-4}$	$45,47 \cdot 10^{-6}$	Log nom.	$m = 1,8349$ $\sigma = 1,0429$	$\chi^2 = 3,84 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,251 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	10,40	10,05	9,71	11,10	$352,63 \cdot 10^{-4}$	$41,86 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,09614$	$\chi^2 = 2,18 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,353 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.143. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odczylenie standardowe	Przedział ufności	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	7,46	9,16	6,97	604,33 · 10 ⁻⁴	51,46 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,3824 σ = 1,1855	$\chi^2 = 3,73 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,072 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	7,21	8,94	6,73	585,54 · 10 ⁻⁴	48,19 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,3790 σ = 1,1590	$\chi^2 = 3,69 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,327 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	7,34	8,97	6,86	572,43 · 10 ⁻⁴	47,96 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,3116 σ = 1,2751	$\chi^2 = 4,85 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,076 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	7,86	7,85	7,33	365,74 · 10 ⁻⁴	32,82 · 10 ⁻⁶	Weibulla	b = 6,5423 v = 0,8969	$\chi^2 = 3,32 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,198 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	7,86	7,69	7,34	366,18 · 10 ⁻⁴	32,85 · 10 ⁻⁶	Wykład.	λ = 0,1272	$\chi^2 = 2,12 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 1,128 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	7,65	7,87	7,04	283,59 · 10 ⁻⁴	24,76 · 10 ⁻⁶	Wykład.	λ = 0,1307	$\chi^2 = 2,66 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,098 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.144. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---						---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	4,20	5,69	3,87	4,53	$489,83 \cdot 10^{-4}$	$23,49 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7709$ $\sigma = 1,2067$	$\chi^2 = 1,42 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1214 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	4,10	5,51	3,78	4,41	$513,00 \cdot 10^{-4}$	$24,01 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7295$ $\sigma = 1,2364$	$\chi^2 = 3,35 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1005 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	4,05	5,31	3,74	4,36	$486,37 \cdot 10^{-4}$	$22,49 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,6912$ $\sigma = 1,2594$	$\chi^2 = 6,50 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1070 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	4,89	5,54	4,48	5,31	$300,20 \cdot 10^{-4}$	$16,76 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0450$ $\sigma = 1,1096$	$\chi^2 = 5,72 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1254 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	4,84	5,58	4,43	5,25	$311,12 \cdot 10^{-4}$	$17,19 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 4,2598$ $v = 0,8299$	$\chi^2 = 2,38 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1283 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	4,96	5,65	4,47	5,44	$227,66 \cdot 10^{-4}$	$12,89 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,0674$ $\sigma = 1,0874$	$\chi^2 = 4,65 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1023 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.145. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	1606,64	3248,59	1416,85	1796,42	Wykład.	$\lambda = 0,00058$	$\chi^2 = 4,76 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,266 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	1662,77	3865,89	1441,40	1884,13	Log norm.	$m = 5,8912$ $\sigma = 2,1886$	$\chi^2 = 3,17 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,900 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	1896,64	4240,68	1648,46	2144,83	Weibulla	$b = 2295,93$ $v = 1,0169$	$\chi^2 = 3,33 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,155 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	2133,94	4344,29	1808,51	2459,37	Log norm.	$m = 6,1592$ $\sigma = 2,3899$	$\chi^2 = 3,92 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,847 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	2117,50	4369,54	1796,00	2439,00	Log norm.	$m = 6,1462$ $\sigma = 2,3571$	$\chi^2 = 3,18 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,111 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	2149,99	4240,33	1785,03	2514,94	Weibulla	$b = 1172,89$ $v = 0,8038$	$\chi^2 = 3,64 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,355 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla rozważanych konstrukcji stacji SN/nN wewnętrznych wynoszą odpowiednio: $u_1 = 0,90$, $k_1 = 0,69$, $u_2 = 0,88$, $k_2 = 0,68$, $u_3 = 0,92$, $k_3 = 0,72$, $u_4 = 0,93$, $k_4 = 0,73$, $u_5 = 0,91$, $k_5 = 0,72$, $u_6 = 0,80$, $k_6 = 0,59$.

Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami w stacjach SN/nN. Otrzymane wyniki zestawiono w tabelach 4.146 i 4.147.

Tabela 4.146. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii na skutek awarii w stacjach SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Jak na rysunku 4.42a	2792,84	4777,75	2553,80	3031,89	Log norm.	$m = 7,2314$ $\sigma = 1,1301$	$\chi^2 = 3,35 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,320 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	2719,55	5078,08	2464,56	2974,53	Log norm.	$m = 7,1953$ $\sigma = 1,1026$	$\chi^2 = 6,11 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,200 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	Jak na rysunku 4.42i	3113,34	5356,97	2834,48	3392,21	Log norm.	$m = 7,2776$ $\sigma = 1,1963$	$\chi^2 = 2,80 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 0,908 < \lambda_\alpha = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	3437,34	5623,40	3069,67	3805,02	Log norm.	$m = 7,4852$ $\sigma = 1,0751$	$\chi^2 = 4,17 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 0,683 < \lambda_\alpha = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	3423,82	5597,12	3061,08	3786,57	Weibulla	$b = 1773,87$ $v = 0,7807$	$\chi^2 = 4,58 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 1,006 < \lambda_\alpha = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	3521,51	5751,46	3124,10	3918,92	Weibulla	$b = 2034,55$ $v = 0,7912$	$\chi^2 = 4,28 < \chi^2_\alpha = 5,89$ $\lambda = 1,242 < \lambda_\alpha = 1,358$

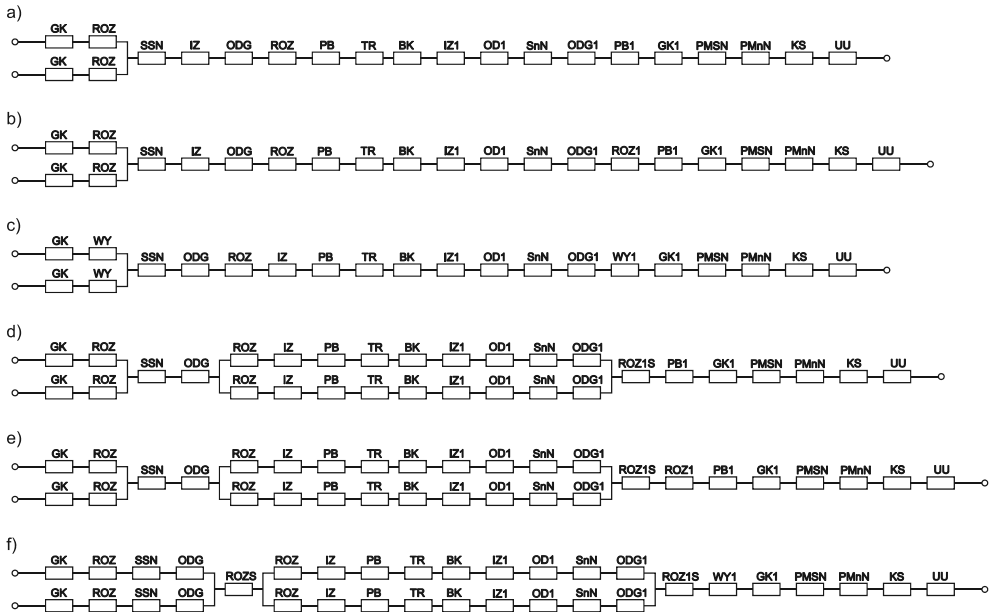
Tabela 4.147. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek awarii w stacjach SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość	Odchylenie	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
		średnia	standardowe	[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	20230,06	42120,06	17860,31	22599,81	Weibulla	$b = 28698,23$ $v = 0,8772$	$\chi^2 = 1,34 < \chi^2_\alpha = 2,17$ $\lambda = 0,868 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	19668,32	44397,62	17174,53	22162,10	Log norm.	$m = 8,6784$ $\sigma = 1,6127$	$\chi^2 = 5,06 < \chi^2_\alpha = 5,23$ $\lambda = 0,612 < \lambda_\alpha = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	22411,83	48929,11	19572,26	25251,41	Log norm.	$m = 8,7692$ $\sigma = 1,6638$	$\chi^2 = 5,16 < \chi^2_\alpha = 6,57$ $\lambda = 0,784 < \lambda_\alpha = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	24367,21	47891,15	20868,04	27866,37	Log norm.	$m = 9,0114$ $\sigma = 1,5580$	$\chi^2 = 2,53 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,472 < \lambda_\alpha = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	23920,54	47094,60	20524,12	27316,96	Log norm.	$m = 8,9909$ $\sigma = 1,5651$	$\chi^2 = 2,58 < \chi^2_\alpha = 3,94$ $\lambda = 0,773 < \lambda_\alpha = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	24602,69	46121,39	20907,90	28297,49	Log norm.	$m = 9,0342$ $\sigma = 1,5638$	$\chi^2 = 1,43 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 0,461 < \lambda_\alpha = 1,358$

Analiza w oparciu o metodę średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii

Podstawy teoretyczne metody średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii przedstawiono w wielu publikacjach [25, 62, 186, 219, 296, 333, 375, 378, 379, 392]. Metoda ta wymaga znajomości średnich wartości intensywności oraz czasu trwania awarii poszczególnych elementów składowych, a także określenia

schematu zawodnościowego rozważanego obiektu. Modele zawodnościowe stacji transformatorowo-rozdzielczych wewnętrznych przedstawia rysunek 4.44.



Rys. 4.44. Modele zawodnościowe stacji wewnętrznych przedstawionych na rysunkach: a) 4.42a, b) 4.42d, c) 4.42 i, d) 4.43 a, e) 4.43 c, f) 4.43 f (oznaczenia, jak na rysunku 4.42 i 4.43 oraz ROZS – rozłącznik sekcyjny nN, ROZ1S – rozłącznik sekcyjny nN, PB – podstawa bezpiecznikowa nN, PB1 – podstawa bezpiecznikowa nN, PMSN – połączenia i mostki nN, PMnN – połączenia i mostki nN, KS – konstrukcja stacji, UU – układy uziomowe stacji)

Stacje takie posiadają strukturę zawodnościową szeregowo-równoległą z przewagą struktury szeregowej. Uszkodzenie dowolnego urządzenia w jednym torze powoduje załączenie drugiego. Tylko w przypadku uszkodzenia obu torów jednocześnie, uszkodzenia elementów niezawodnych, uszkodzenia łączników sekcyjnych, szyn zbiorczych, itp., cała stacja znajduje się w stanie awarii. W przypadku łączników sekcyjnych należy uwzględnić parametry i wskaźniki dotyczące tych awarii, które powodują zakłócenie pracy obu sekcji, z których zasilany może być odbiorca. Ponadto należy zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia takie jak izolatory, głowice kablowe, odgromniki, podstawy bezpiecznikowe, itp., występują niezależnie dla każdej fazy układu. Należy więc uwzględnić w danym punkcie stacji trzy urządzenia jednofazowe, z których każde może spowodować zakłócenie w pracy stacji.

Średnie współczynniki zawodności poszczególnych urządzeń stacyjnych wyznaczone zostały w rozdziale 4.3.3. Na ich podstawie przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych analizowanych układów stacyjnych. Ich wyniki zestawiono w tabelach 4.148–4.150.

Tabela 4.148. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii wewnętrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Współczynnik niezawadności	Średni roczny czas przebywania stacji w stanie awarii
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 4.42a	9,30	$606,93 \cdot 10^{-4}$	$64,45 \cdot 10^{-6}$	0,99993555	0,56
2.	Jak na rysunku 4.42d	9,30	$619,24 \cdot 10^{-4}$	$65,74 \cdot 10^{-6}$	0,99993426	0,58
3.	Jak na rysunku 4.42i	9,40	$592,08 \cdot 10^{-4}$	$63,55 \cdot 10^{-6}$	0,99993645	0,56
4.	Jak na rysunku 4.43a	9,95	$348,71 \cdot 10^{-4}$	$39,59 \cdot 10^{-6}$	0,99996041	0,35
5.	Jak na rysunku 4.43c	9,92	$361,02 \cdot 10^{-4}$	$40,89 \cdot 10^{-6}$	0,99995911	0,36
6.	Jak na rysunku 4.43f	10,47	$281,40 \cdot 10^{-4}$	$33,63 \cdot 10^{-6}$	0,99996637	0,29

Tabela 4.149. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych wewnętrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Współczynnik niezawadności	Średni roczny czas przebywania stacji w stanie wyłączenia	<i>u</i>	<i>k</i>
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]		
1.	Jak na rysunku 4.42a	7,29	$563,51 \cdot 10^{-4}$	$46,89 \cdot 10^{-6}$	0,99995311	0,41	0,93	0,73
2.	Jak na rysunku 4.42d	7,32	$575,10 \cdot 10^{-4}$	$48,06 \cdot 10^{-6}$	0,99995194	0,42	0,93	0,73
3.	Jak na rysunku 4.42i	7,37	$547,91 \cdot 10^{-4}$	$46,11 \cdot 10^{-6}$	0,99995389	0,40	0,93	0,73
4.	Jak na rysunku 4.43a	7,66	$318,39 \cdot 10^{-4}$	$27,85 \cdot 10^{-6}$	0,99997215	0,24	0,91	0,70
5.	Jak na rysunku 4.43c	7,71	$329,98 \cdot 10^{-4}$	$29,03 \cdot 10^{-6}$	0,99997097	0,25	0,91	0,71
6.	Jak na rysunku 4.43f	7,73	$252,78 \cdot 10^{-4}$	$22,30 \cdot 10^{-6}$	0,99997770	0,20	0,90	0,66

Tabela 4.150. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii wewnętrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Współczynnik niezawadności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii stacji
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 4.42a	4,52	$487,44 \cdot 10^{-4}$	$25,13 \cdot 10^{-6}$	0,99997487	0,22
2.	Jak na rysunku 4.42d	4,49	$496,01 \cdot 10^{-4}$	$25,44 \cdot 10^{-6}$	0,99997456	0,22
3.	Jak na rysunku 4.42i	4,62	$472,16 \cdot 10^{-4}$	$24,90 \cdot 10^{-6}$	0,99997510	0,22
4.	Jak na rysunku 4.43a	4,91	$280,08 \cdot 10^{-4}$	$15,71 \cdot 10^{-6}$	0,99998429	0,14
5.	Jak na rysunku 4.43c	4,86	$288,65 \cdot 10^{-4}$	$16,02 \cdot 10^{-6}$	0,99998398	0,14
6.	Jak na rysunku 4.43f	5,53	$217,26 \cdot 10^{-4}$	$13,72 \cdot 10^{-6}$	0,99998628	0,12

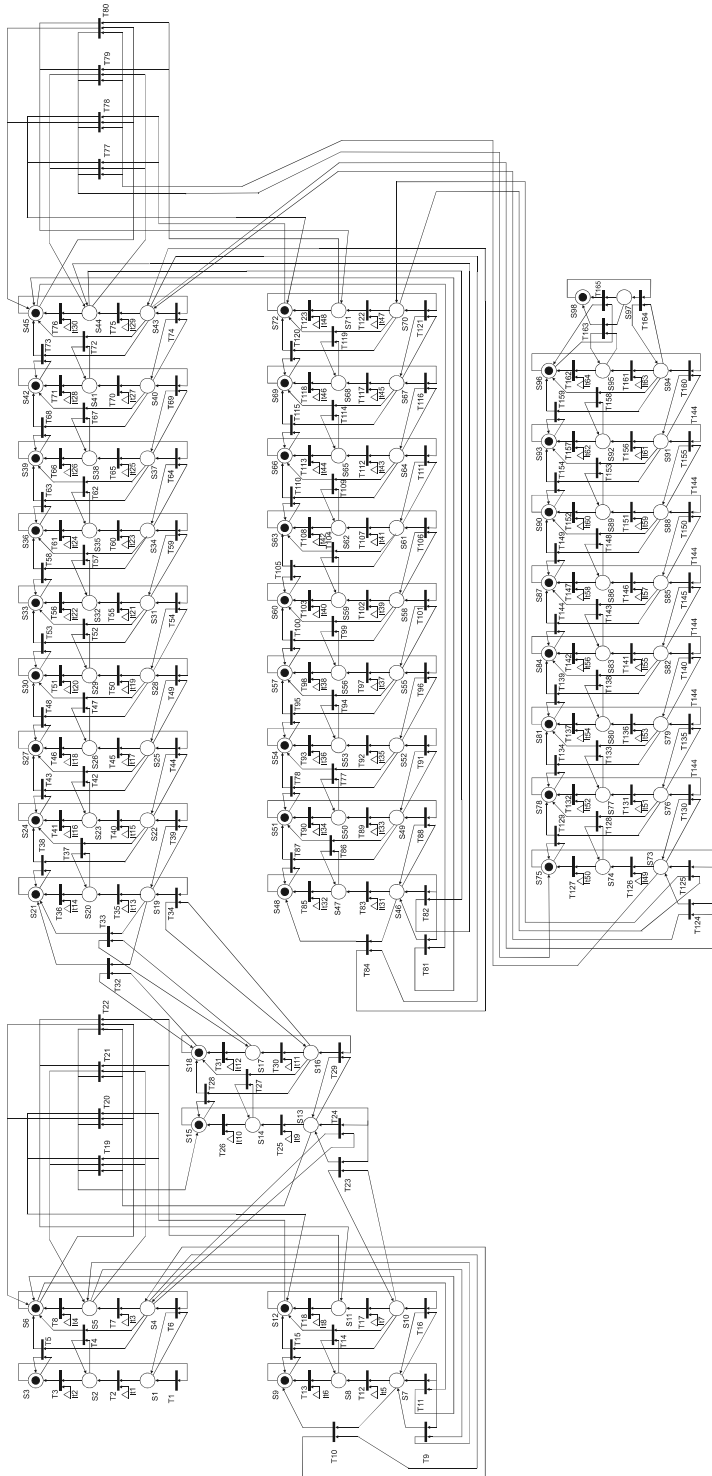
Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Symulacyjną metodę analizy niezawodności opartą na rozszerzonych sieciach Petriego przedstawiono między innymi w publikacjach [45, 73, 85, 307, 381, 386, 387, 394, 454, 466].

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa, wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń (rozdz. 4.3.3), przeprowadzono symulację stanów niezawodnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych stacji. W tym celu opracowano modele w/w stacji w terminach rozszerzonych sieci Petriego. Przykładowy schemat stacji z rysunku 4.43c, w terminach sieci Petriego przedstawia rysunek 4.45.

Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 4.45, związane są następujące warunki pracy stacji:

- S1, S7 – głowica kablowa SN pracuje poprawnie,
- S2, S8 – głowica kablowa SN jest uszkodzona,
- S3, S9 – głowica kablowa SN jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S4, S10, S19, S46 – rozłącznik SN pracuje poprawnie,
- S5, S11, S20, S47 – rozłącznik SN jest uszkodzony,
- S6, S12, S21, S48 – rozłącznik SN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S13 – szyny zbiorcze SN pracują poprawnie,
- S14 – szyny zbiorcze SN są uszkodzone,
- S15 – szyny zbiorcze SN są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S16 – odgromnik SN pracuje poprawnie,
- S17 – odgromnik SN jest uszkodzony,
- S18 – odgromnik SN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S22, S49 – izolator SN pracuje poprawnie,
- S23, S50 – izolator SN jest uszkodzony,
- S24, S51 – izolator SN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S25, S52 – podstawa bezpiecznikowa SN pracuje poprawnie,
- S26, S53 – podstawa bezpiecznikowa SN jest uszkodzona,
- S27, S54 – podstawa bezpiecznikowa SN jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S28, S55 – transformator SN/nN pracuje poprawnie,
- S29, S56 – transformator SN/nN jest uszkodzony,
- S30, S57 – transformator SN/nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S31, S58 – bateria kondensatorów nN pracuje poprawnie,



Rys. 4.45. Model stacji z rysunku 4.43c w terminach rozszerzonych sieci Petriego

- S32, S59 – bateria kondensatorów nN jest uszkodzona,
- S33, S60 – bateria kondensatorów nN jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S34, S61 – odłącznik nN pracuje poprawnie,
- S35, S62 – odłącznik nN jest uszkodzony,
- S36, S63 – odłącznik nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S37, S64 – izolator nN pracuje poprawnie,
- S38, S65 – izolator nN jest uszkodzony,
- S39, S66 – izolator nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S40, S67 – szyny zbiorcze nN pracują poprawnie,
- S41, S68 – szyny zbiorcze nN są uszkodzone,
- S42, S69 – szyny zbiorcze nN są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S43, S70 – odgromnik nN pracuje poprawnie,
- S44, S71 – odgromnik nN jest uszkodzony,
- S45, S72 – odgromnik nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S73 – rozłącznik sekcyjny nN pracuje poprawnie,
- S74 – rozłącznik sekcyjny nN jest uszkodzony,
- S75 – rozłącznik sekcyjny nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S76 – rozłącznik nN pracuje poprawnie,
- S77 – rozłącznik nN jest uszkodzony,
- S78 – rozłącznik nN jest sprawny i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S79 – podstawa bezpiecznikowa nN pracuje poprawnie,
- S80 – podstawa bezpiecznikowa nN jest uszkodzona,
- S81 – podstawa bezpiecznikowa nN jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S82 – głowica kablowa nN pracuje poprawnie,
- S83 – głowica kablowa nN jest uszkodzona,
- S84 – głowica kablowa nN jest sprawna i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
- S85 – połączenia i mostki SN nie są uszkodzone (pracują),
- S86 – połączenia i mostki SN są uszkodzone,
- S87 – połączenia i mostki SN nie są uszkodzone i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S88 – połączenia i mostki nN nie są uszkodzone (pracują),
- S89 – połączenia i mostki nN są uszkodzone,
- S90 – połączenia i mostki nN nie są uszkodzone i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S91 – konstrukcja stacji nie jest uszkodzona (umożliwia prawidłową pracę),
- S92 – konstrukcja stacji jest uszkodzona (uniemożliwia prawidłową pracę),

- S93 – konstrukcja stacji nie jest uszkodzona (umożliwia prawidłową pracę) i oczekuje na załączenie urządzeń,
 S94 – układ uziomowy stacji nie jest uszkodzony (pracuje),
 S95 – układ uziomowy stacji jest uszkodzony,
 S96 – układ uziomowy stacji nie jest uszkodzony i oczekuje na załączenie (nie pracuje),
 S97 – stacja jest zdatna (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców),
 S98 – stacja jest niezdatna (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców).

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji stacji oraz dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 4.3.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy, czasu trwania awarii stacji, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki przedstawiono w tabelach 4.151–4.154.

Tabela 4.151. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wewnątrzowych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[a]	[a]			
---	---	[a]	[a]	[a]	[a]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	23,72	11,53	22,84	24,60	Normalny	$m = 23,7178$ $\sigma = 11,5269$	$\chi^2 = 3,33 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,099 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	21,88	11,12	21,03	22,73	Log norm.	$m = 2,9320$ $\sigma = 0,6095$	$\chi^2 = 5,29 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,912 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	20,15	9,84	19,36	20,93	Log norm.	$m = 2,8696$ $\sigma = 0,5552$	$\chi^2 = 3,66 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,988 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	21,63	12,23	20,39	22,88	Weibulla	$b = 25,4251$ $v = 1,7237$	$\chi^2 = 4,85 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,967 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	20,72	10,73	19,70	21,74	Weibulla	$b = 23,1248$ $v = 2,0370$	$\chi^2 = 5,25 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,333 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	19,62	9,78	18,62	20,63	Weibulla	$b = 21,5504$ $v = 2,0231$	$\chi^2 = 5,79 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,120 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.152. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii wewnętrznych stacji SN/hN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	--	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	9,70	11,00	8,86	660,00 · 10 ⁻⁴	73,08 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,7244 σ = 1,0669	$\chi^2 = 4,06 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,933 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	9,42	11,01	8,58	659,00 · 10 ⁻⁴	70,86 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,7328 σ = 1,0059	$\chi^2 = 2,86 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,310 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	9,27	10,87	8,40	603,00 · 10 ⁻⁴	63,81 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,6708 σ = 1,0632	$\chi^2 = 2,57 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,544 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	10,16	9,40	9,20	373,00 · 10 ⁻⁴	43,26 · 10 ⁻⁶	Wykład.	λ = 0,0984	$\chi^2 = 188 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,847 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	9,86	9,52	8,95	428,00 · 10 ⁻⁴	48,17 · 10 ⁻⁶	Wykład.	λ = 0,10145	$\chi^2 = 186 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,728 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	10,19	10,43	9,12	368,00 · 10 ⁻⁴	42,81 · 10 ⁻⁶	Weibullia	b = 8,3472 v = 1,0751	$\chi^2 = 188 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,709 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.153. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych wntęzowych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	7,39	8,53	6,71 8,07	$609,00 \cdot 10^{-4}$	$55,68 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 5,9351$ $v = 0,9046$	$\chi^2 = 2,52 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,756 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	7,82	9,15	7,07 8,57	$572,00 \cdot 10^{-4}$	$51,06 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,5694$ $\sigma = 0,9742$	$\chi^2 = 1,81 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,007 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	7,69	9,12	6,94 8,45	$563,00 \cdot 10^{-4}$	$49,42 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,7632$ $v = 0,6999$	$\chi^2 = 2,74 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,743 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	8,05	7,42	7,27 8,83	$352,00 \cdot 10^{-4}$	$32,35 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1242$	$\chi^2 = 1,26 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,528 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	7,70	7,39	6,95 8,45	$371,00 \cdot 10^{-4}$	$32,61 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 7,2862$ $v = 0,9751$	$\chi^2 = 0,985 < \chi_{\alpha}^2 = 1,15$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	7,42	7,85	6,53 8,32	$299,00 \cdot 10^{-4}$	$25,33 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6027$ $\sigma = 0,8831$	$\chi^2 = 1,22 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,693 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

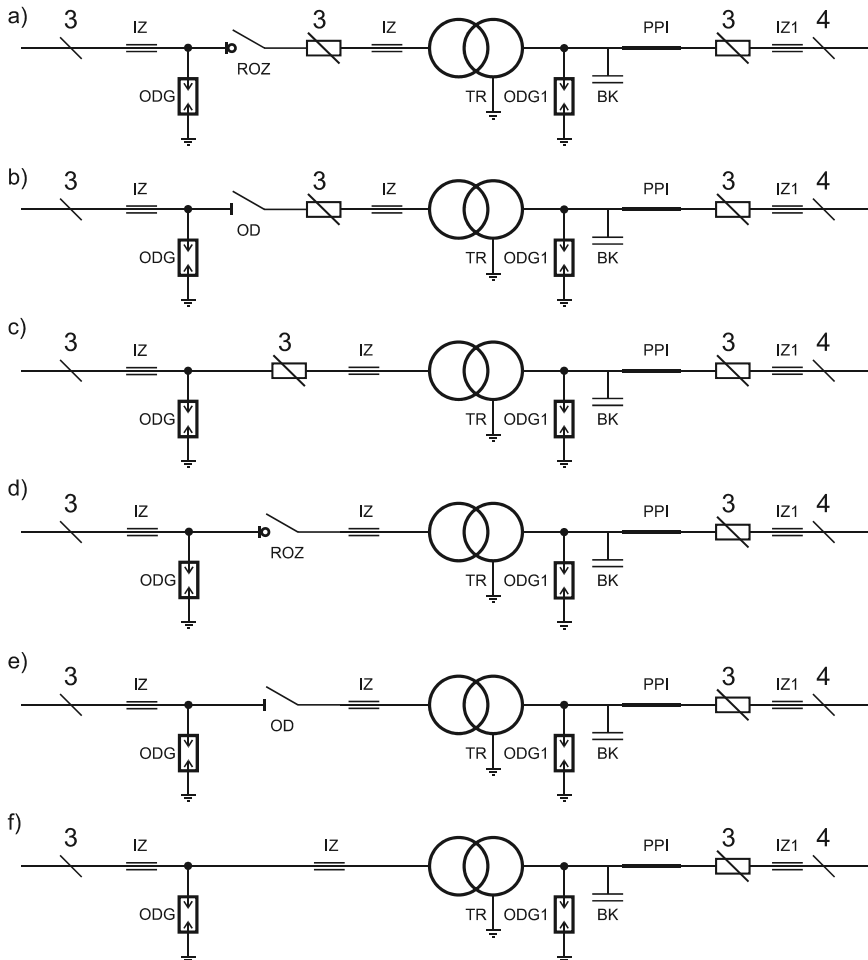
Tabela 4.154. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii wewnętrznych stacji SN/mN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.42a	4,43	5,20	3,96	4,89	$481,00 \cdot 10^{-4}$	$24,32 \cdot 10^{-5}$	Weibulla	$b = 2,5865$ $v = 0,9901$	$\chi^2 = 5,76 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,172 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.42d	4,85	6,56	4,29	5,41	$522,00 \cdot 10^{-4}$	$28,90 \cdot 10^{-5}$	Weibulla	$b = 2,7653$ $v = 0,6973$	$\chi^2 = 3,09 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,829 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.42i	4,30	5,02	3,85	4,75	$473,00 \cdot 10^{-4}$	$23,22 \cdot 10^{-5}$	Weibulla	$b = 2,6739$ $v = 0,6361$	$\chi^2 = 2,34 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 1,282 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Jak na rysunku 4.43a	5,02	5,11	4,42	5,61	$286,00 \cdot 10^{-4}$	$16,39 \cdot 10^{-5}$	Log norm.	$m = 1,2262$ $\sigma = 0,8631$	$\chi^2 = 2,01 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 1,000 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Jak na rysunku 4.43c	4,97	5,40	4,38	5,56	$324,00 \cdot 10^{-4}$	$18,38 \cdot 10^{-5}$	Log norm.	$m = 1,1583$ $\sigma = 0,9143$	$\chi^2 = 3,19 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,173 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Jak na rysunku 4.43f	5,06	5,16	4,37	5,76	$216,00 \cdot 10^{-4}$	$12,48 \cdot 10^{-5}$	Log norm.	$m = 1,2286$ $\sigma = 0,8741$	$\chi^2 = 0,746 < \chi_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,847 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

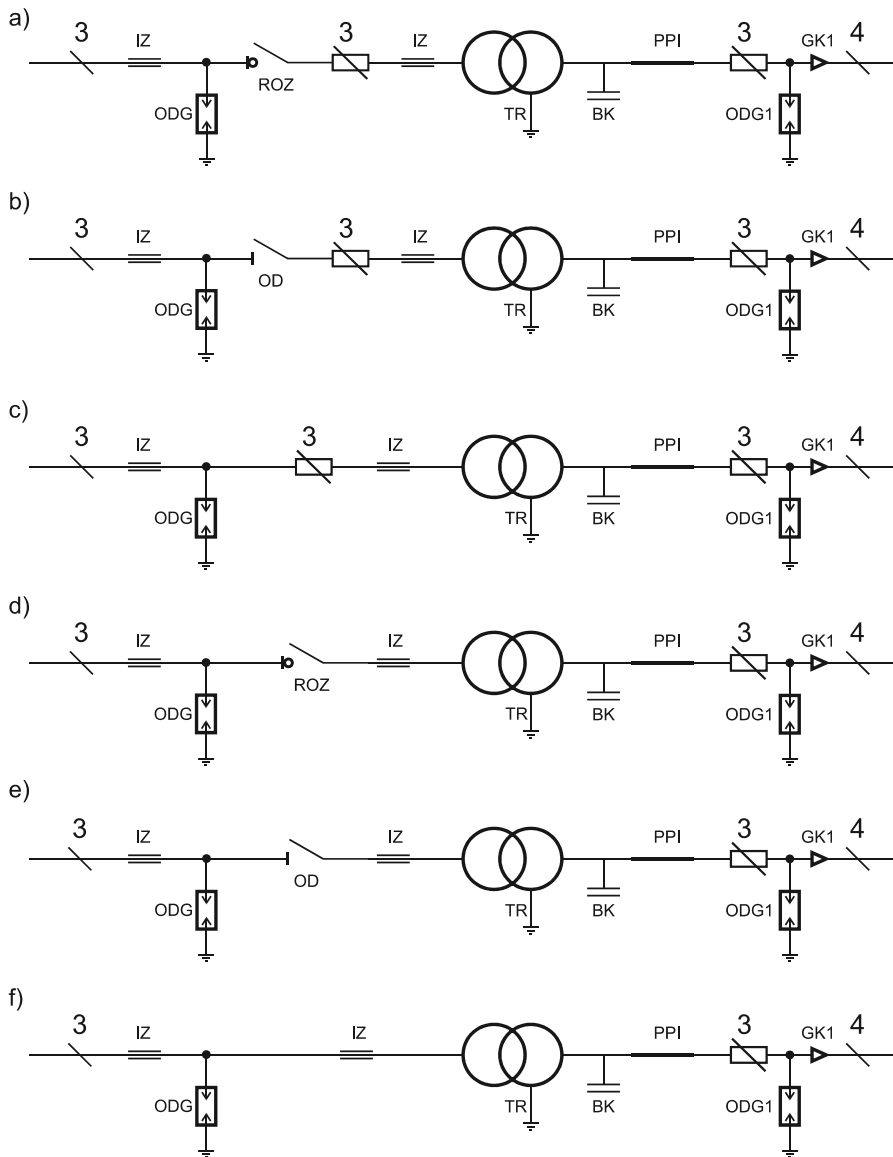
4.4.7. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe stacji napowietrznych eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych terenowych

Na rysunkach 4.46–4.49 przedstawiono schematy strukturalne stacji napowietrznych SN/nN najczęściej stosowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych.

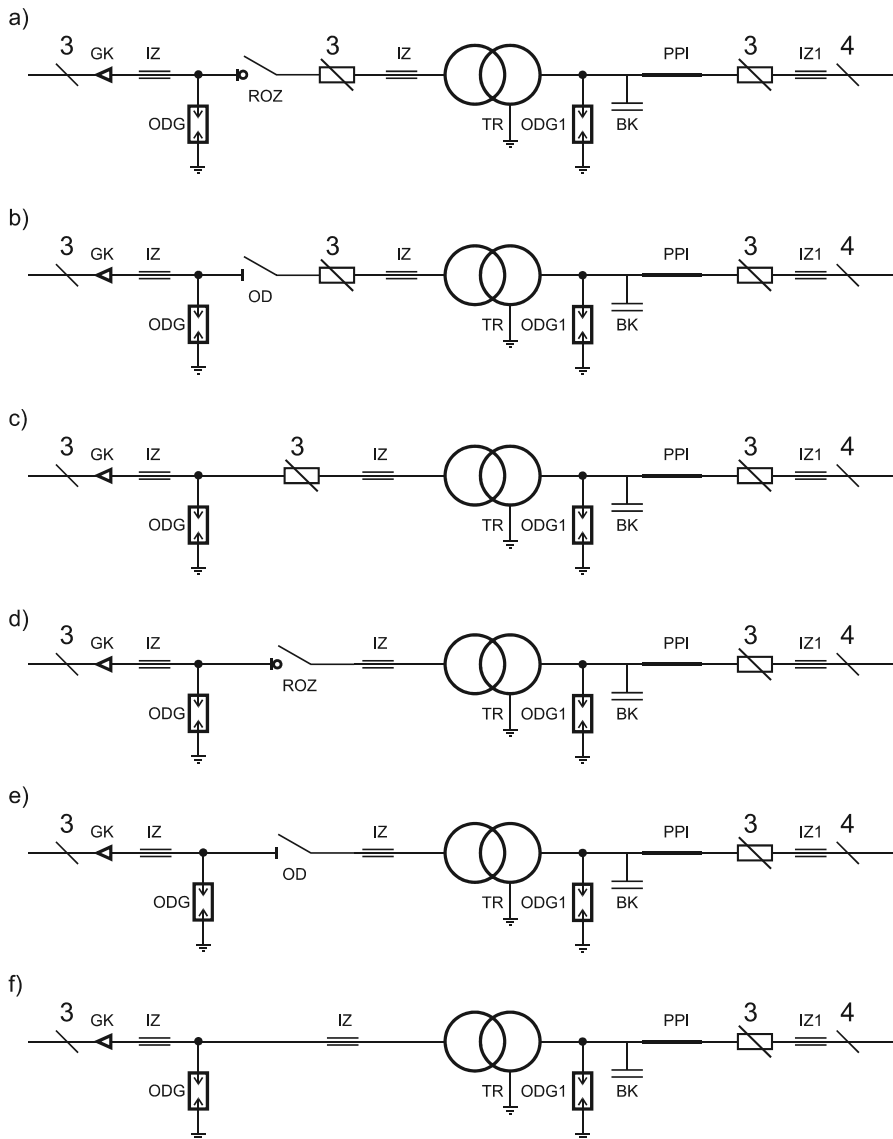
Rozwiązaniami dominującymi są układy przedstawione na rysunkach 4.46a, 4.47a oraz 4.48a. Dla wymienionych trzech rozwiązań konstrukcyjnych przedstawione zostaną wyniki analiz niezawodnościowych. Wyznaczone zostaną parametry niezawodnościowe stacji między punktem jej zasilania a punktem odbiorczym energii, na wyjściu ze stacji.



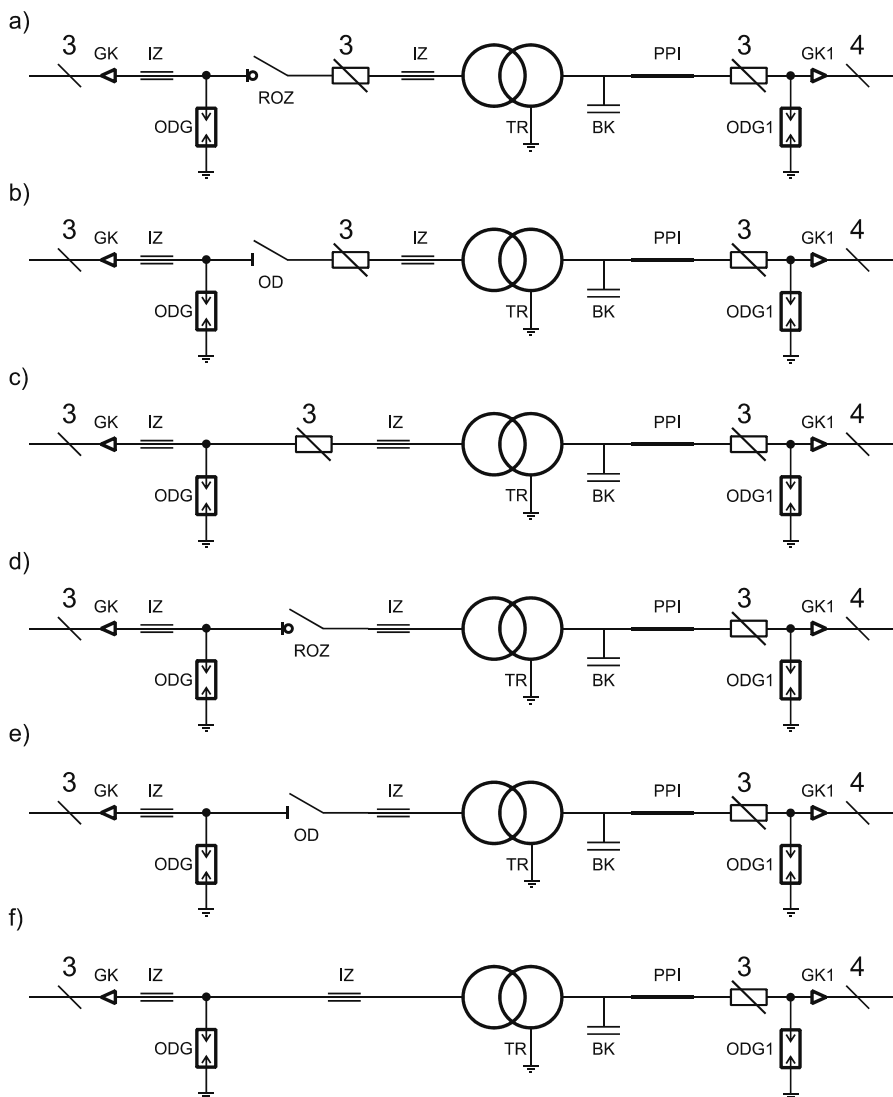
Rys. 4.46. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych terenowych przy zasilaniu liniami napowietrznymi SN oraz odejściowych liniach napowietrznych nN (ROZ – rozłącznik SN, OD – odłącznik SN, ODG – odgromnik SN, IZ – izolator SN, TR – transformator SN/nN, ODG1 – odgromniki nN, BK – bateria kondensatorów nN, IZ1 – izolator nN, PPI – przewody pionowe w stacji)



Rys. 4.47. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych terenowych przy zasilaniu liniami napowietrznymi SN oraz odejściowych liniach kablowych nN (oznaczenia, jak na rysunku 4.46, GK1 – głowice kablowe nN)



Rys. 4.48. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych terenowych przy zasilaniu liniami kablowymi SN oraz odejściowych liniach napowietrznych nN (oznaczenia, jak na rysunkach 4.46 i 4.47, GK – głowice kablowe SN)



Rys. 4.49. Rozwiązania konstrukcyjne stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN stosowane w krajowych sieciach dystrybucyjnych terenowych przy zasilaniu liniami kablowymi SN oraz odejściowych liniach kablowych nN (oznaczenia, jak na rysunkach 4.46, 4.47 i 4.48)

Analiza na podstawie danych empirycznych

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii w stacjach SN/nN napowietrznych o różnych konstrukcjach. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 4.155–4.158.

Tabela 4.155. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	10,41	11,54	9,94	10,88	$243,65 \cdot 10^{-4}$	$28,95 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 9,2846$ $v = 0,8136$	$X^2 = 4,07 < X_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,006 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	10,76	11,29	10,28	11,24	$219,75 \cdot 10^{-4}$	$26,99 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,9111$ $\sigma = 1,0086$	$X^2 = 4,18 < X_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,111 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	10,48	10,89	10,05	10,91	$258,20 \cdot 10^{-4}$	$30,89 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,8477$ $\sigma = 1,0780$	$X^2 = 5,26 < X_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,318 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.156. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączonych awaryjnych napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[h]	[h]					
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	8,31	9,12	7,93	8,69	$228,79 \cdot 10^{-4}$	$21,70 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1204$	$X^2 = 2,91 < X_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 1,325 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	8,67	9,31	8,27	9,08	$211,54 \cdot 10^{-4}$	$20,94 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1153$	$X^2 = 2,24 < X_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,973 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	8,59	9,11	8,22	8,96	$243,13 \cdot 10^{-4}$	$23,84 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,6345$ $\sigma = 1,1019$	$X^2 = 5,47 < X_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,866 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.157. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	--	--	--	--
1.	Jak na rysunku 4.46a	6,27	7,73	5,93	206,04 · 10 ⁻⁴	14,75 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,2145 σ = 1,2087	$\chi^2 = 2,25 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,912 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	6,42	7,64	6,06	188,48 · 10 ⁻⁴	13,81 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,2635 σ = 1,1869	$\chi^2 = 2,16 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,920 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	6,17	7,33	5,86	219,54 · 10 ⁻⁴	15,46 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 1,2234 σ = 1,1881	$\chi^2 = 2,54 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,521 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.158. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[kWh]	[kWh]			
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	1876,56	3624,12	1717,03	2036,08	Log norm.	$m = 6,4364$ $\sigma = 1,5748$	$\chi^2 = 1,26 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,732 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	1758,04	2256,38	1603,65	1912,43	Log norm.	$m = 6,3808$ $\sigma = 1,5749$	$\chi^2 = 5,35 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,238 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	1818,49	3539,81	1667,62	1969,37	Log norm.	$m = 6,4138$ $\sigma = 1,5589$	$\chi^2 = 1,21 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,804 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k dla rozważanych konstrukcji napowietrznych stacji SN/nN wynoszą odpowiednio: $u_1 = 0,94$, $k_1 = 0,75$, $u_2 = 0,96$, $k_2 = 0,78$, $u_3 = 0,94$, $k_3 = 0,77$.

Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami w napowietrznych stacjach SN/nN. Otrzymane wyniki zestawiono w tabelach 4.159 i 4.160.

Tabela 4.159. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii na skutek awarii w stacjach SN/nN

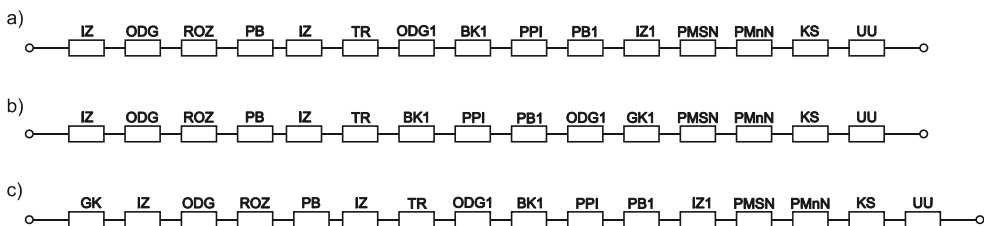
Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	4515,18	6596,08	4248,08	4782,29	Weibulla	$b = 2973,87$ $v = 0,6552$	$\chi^2 = 1,20 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,946 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	4895,23	6820,46	4604,39	5186,07	Weibulla	$b = 2372,66$ $v = 0,4728$	$\chi^2 = 3,76 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,231 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	4429,66	6458,13	4175,62	4683,70	Log norm.	$m = 7,6633$ $\sigma = 1,1845$	$\chi^2 = 1,22 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,738 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.160. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek awarii w stacjach SN/nN

Lp.	Rodzaj stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	20824,73	37098,02	19190,92	22458,55	Log norm.	$m = 8,8874$ $\sigma = 1,5572$	$\chi^2 = 1,16 < \chi^2_\alpha = 3,33$ $\lambda = 0,845 < \lambda_\alpha = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	19444,30	34009,65	17879,49	21009,11	Log norm.	$m = 8,8311$ $\sigma = 1,5557$	$\chi^2 = 1,32 < \chi^2_\alpha = 2,73$ $\lambda = 0,842 < \lambda_\alpha = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	20604,28	38625,38	18957,98	22250,58	Log norm.	$m = 8,8674$ $\sigma = 1,5476$	$\chi^2 = 7,82 < \chi^2_\alpha = 7,96$ $\lambda = 1,308 < \lambda_\alpha = 1,358$

Analiza w oparciu o metodę średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii

Modele zawodnościowe wybranych stacji transformatorowo-rozdzielczych napowietrznych przedstawia rysunek 4.50.



Rys. 4.50. Modele zawodnościowe stacji napowietrznych przedstawionych na rysunkach: a) 4.46a, b) 4.47a, c) 4.48a (oznaczenia, jak na rysunkach 4.46–4.49, PMSN – połączenia i mostki SN, PMnN – połączenia i mostki nN, KS – konstrukcja stacji, UU – układy uziomowe stacji)

Stacje takie posiadają strukturę zawodnościową szeregową. Uszkodzenie dowolnego urządzenia powoduje, iż cała stacja znajduje się w stanie awarii. Analogicznie, jak miało to miejsce w przypadku stacji wewnętrznych, należy zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia takie jak izolatory, głowice kablowe, odgromniki, podstawy bezpiecznikowe, itp., występują niezależnie dla każdej fazy układu. Należy więc uwzględnić w danym punkcie stacji trzy urządzenia jednofazowe, z których każde może spowodować zakłócenie w pracy stacji.

Średnie współczynniki zawodności poszczególnych urządzeń stacyjnych wyznaczone zostały w rozdziale 4.3.3. Na ich podstawie przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych analizowanych układów stacyjnych. Ich wyniki zestawiono w tabelach 4.161–4.163.

Tabela 4.161. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania stacji w stanie awarii
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 4.46a	10,96	$224,08 \cdot 10^{-4}$	$28,02 \cdot 10^{-6}$	0,99997198	0,25
2.	Jak na rysunku 4.47a	10,57	$229,85 \cdot 10^{-4}$	$27,73 \cdot 10^{-6}$	0,99997227	0,24
3.	Jak na rysunku 4.48a	11,10	$233,05 \cdot 10^{-4}$	$29,54 \cdot 10^{-6}$	0,99997046	0,26

Tabela 4.162. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania stacji w stanie wyłączenia	<i>u</i>	<i>k</i>
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]		
1.	Jak na rysunku 4.46a	8,76	$214,42 \cdot 10^{-4}$	$21,43 \cdot 10^{-6}$	0,99997857	0,19	0,96	0,76
2.	Jak na rysunku 4.47a	8,67	$220,96 \cdot 10^{-4}$	$21,87 \cdot 10^{-6}$	0,99997813	0,19	0,96	0,79
3.	Jak na rysunku 4.48a	8,97	$223,27 \cdot 10^{-4}$	$22,86 \cdot 10^{-6}$	0,99997714	0,20	0,96	0,77

Tabela 4.163. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii napowietrznych stacji SN/nN

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii stacji
---	---	[h]	[1/(a-stacja)]	---	---	[h/a]
1.	Jak na rysunku 4.46a	6,30	$193,03 \cdot 10^{-4}$	$13,88 \cdot 10^{-6}$	0,99998612	0,12
2.	Jak na rysunku 4.47a	6,31	$199,27 \cdot 10^{-4}$	$14,36 \cdot 10^{-6}$	0,99998564	0,13
3.	Jak na rysunku 4.48a	6,27	$201,49 \cdot 10^{-4}$	$14,43 \cdot 10^{-6}$	0,99998557	0,13

Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń (rozdz. 4.3.3), przeprowadzono symulację stanów niezawodnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych stacji. W tym celu opracowano modele ww. stacji w terminach rozszerzonych sieci Petriego.

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji stacji oraz dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 4.3.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy, czasu trwania awarii stacji, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki przedstawiono w tabelach 4.164–4.167.

Tabela 4.164. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy napowietrznych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[a]	[a]			
---	---	[a]	[a]	[a]	[a]	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	24,23	14,07	22,50	25,96	Weibulla	b = 27,0108 v = 1,6311	$\chi^2 = 4,91 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,337 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2..	Jak na rysunku 4.47a	22,30	13,74	20,52	24,07	Log norm.	m = 2,8548 $\sigma = 0,7994$	$\chi^2 = 3,27 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,965 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	20,32	12,80	18,76	21,89	Log norm.	m = 2,7721 $\sigma = 0,7648$	$\chi^2 = 1,87 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,006 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.165. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii napowietrznych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	10,45	9,84	9,24	258,00 · 10 ⁻⁴	30,78 · 10 ⁻⁵	Wykład.	$\lambda = 0,0957$	$X^2 = 5,37 < X_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,274 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	10,75	10,66	9,37	233,00 · 10 ⁻⁴	28,59 · 10 ⁻⁶	Wykład.	$\lambda = 0,0931$	$X^2 = 4,25 < X_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,046 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	10,40	10,27	9,14	260,00 · 10 ⁻⁴	30,87 · 10 ⁻⁶	Weibulla	$b = 7,9083$ $v = 0,7794$	$X^2 = 4,07 < X_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,114 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.166. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wylączeń awaryjnych napowietrznych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	8,35	8,00	7,33	237,00 · 10 ⁻⁴	22,59 · 10 ⁻⁶	Weibulla	$b = 6,2748$ $v = 0,5234$	$X^2 = 1,41 < X_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 0,964 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	8,61	8,79	7,44	219,00 · 10 ⁻⁴	21,53 · 10 ⁻⁶	Weibulla	$b = 6,9903$ $v = 0,6936$	$X^2 = 1,38 < X_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,970 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	9,51	10,66	8,17	248,00 · 10 ⁻⁴	26,92 · 10 ⁻⁶	Log norm.	$m = 1,7905$ $\sigma = 0,9528$	$X^2 = 1,77 < X_{\alpha}^2 = 2,17$ $\lambda = 1,215 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 4.167. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii napowietrznych stacji SN/nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja stacji	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·stacja)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)]	---	---	---	---	---
1.	Jak na rysunku 4.46a	6,50	7,04	5,55	7,46	$212,00 \cdot 10^{-4}$	$15,73 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,4141$ $\sigma = 0,9445$	$\chi^2 = 1,14 < \chi^2_{\alpha} = 2,17$ $\lambda = 0,648 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Jak na rysunku 4.47a	6,51	6,67	5,56	7,47	$191,00 \cdot 10^{-4}$	$14,19 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1535$	$\chi^2 = 1,07 < \chi^2_{\alpha} = 1,64$ $\lambda = 1,173 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Jak na rysunku 4.48a	6,28	7,67	5,27	7,28	$225,00 \cdot 10^{-4}$	$16,13 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,2910$ $\sigma = 1,0258$	$\chi^2 = 3,54 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,109 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Właściwości niezawodnościowe sieci elektroenergetycznych nN

5.1. Wprowadzenie

Na sieci niskiego napięcia składają się przede wszystkim linie napowietrzne i kablowe nN, przyłącza kablowe oraz napowietrzne, a także wszelkiego rodzaju złącza. Linie napowietrzne, a co za tym idzie także przyłącza napowietrzne stosowane są przede wszystkim w sieciach terenowych, natomiast sieci kablowe w sieciach miejskich. Sieci napowietrzne nN budowane są jako promieniowe, natomiast kablowe jako pętlowe z rozcięciami realizowanymi w złączach kablowych.

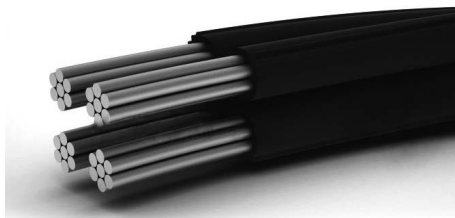
5.1.1. Linie napowietrzne nN

Przewody

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych nN powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz bardzo rzadko miedziane. W wyjątkowych przypadkach stosuje się także przewody stalowo-aluminiowe. W sieciach nN wykorzystywane są przewody (głównie jednometalowe) o konstrukcjach identycznych, jak przewody wykorzystywane w sieciach SN. Szczegóły budowy oraz charakterystykę przewodów przedstawiono w rozdziale 3.1.

Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych nN stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm². W sporadycznych przypadkach także 95 i 120 mm².

W liniach niskiego napięcia coraz powszechniej stosowane są przewody izolowane. Mają one charakter przewodów pełnoizolowanych, tak więc mogą być skręcane w wiązkę. Produkowane są także przewody izolowane wielożyłowe (rys. 5.1).



Rys. 5.1. Konstrukcja przewodów niskiego napięcia izolowanych, aluminiowych, czterożyłowych, typu AsXS(n)

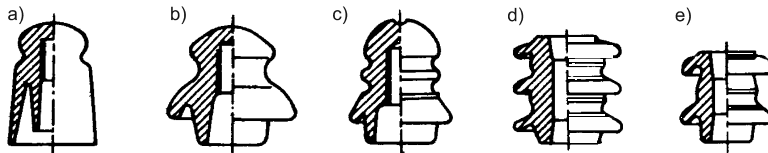
Przewody izolowane są znacznie droższe od przewodów gołych, jednak do ich montażu nie jest wymagany zakup takich elementów, jak izolatory i poprzeczniki.

Łączny koszt budowy jest więc w tym przypadku tylko nieznacznie wyższy, niż koszt budowy linii z przewodami gołymi, przy znacznie mniejszej liczbie zakłóceń (zwłaszcza przemijających) podczas pracy. W wielu przypadkach jako izolowane, budowane są przyłącza, nawet gdy pień linii (linia magistralna) wykonany jest w oparciu o przewody gołe. Podstawowym materiałem elektroizolacyjnym stałym i osłonowym dla przewodów w liniach izolowanych nN jest obecnie polietylen usieciowany (XLPE). Głównym typem przewodów izolowanych wykorzystywanym do budowy linii nN jest przewód aluminiowy AsXS(n). Przewód ten produkowany jest o przekrojach 16, 25, 35, 50, 70, 95 i 120 mm².

Izolatory

Analogicznie, jak miało to miejsce w sieciach SN, głównym zadaniem izolatorów nN jest odseparowanie (izolowanie) przewodów linii będących pod napięciem od konstrukcji wsporczych oraz wzajemnie od siebie. Muszą one także wytrzymać siłę naciągu przewodu oraz siłę ciężaru wraz z obciążeniem sadią lub wiatrem [202, 251].

W liniach nN stosowane są przede wszystkim izolatory stojące jedno- lub dwurówkowe. (rys. 5.2a-c). W przypadku słupów krańcowych oraz narożnych, gdzie siły naciągu mają znaczne wartości stosuje się także izolatory szpulowe (rys. 5.2d, rys. 5.2e). W liniach nN praktycznie nie stosuje się izolatorów wiszących. Materiałem wykorzystywanym do budowy izolatorów nN jest przede wszystkim porcelana. W mniejszych ilościach wykorzystywane są także izolatory szklane. Do najczęściej stosowanych należą izolatory N60, N80, N80/2, K80, S80 oraz S80/2.



Rys. 5.2. Izolatory liniowe niskiego napięcia: a) izolator liniowy stojący RMk130, b) izolator liniowy stojący jednorówkowy typu N (N60, N80, N95 – izolatory porcelanowe, NS80, NS95 – izolatory szklane), c) izolator liniowy stojący dwurówkowy typu N, d) izolator szpulowy dwurówkowy typu S, e) izolator szpulowy jednorówkowy typu S, SK lub K

W przypadku linii izolowanych niskiego napięcia stosowanie izolatorów nie jest konieczne. Przewody montowane są bezpośrednio na różnego rodzaju hakach, uchwytych oraz innych konstrukcjach.

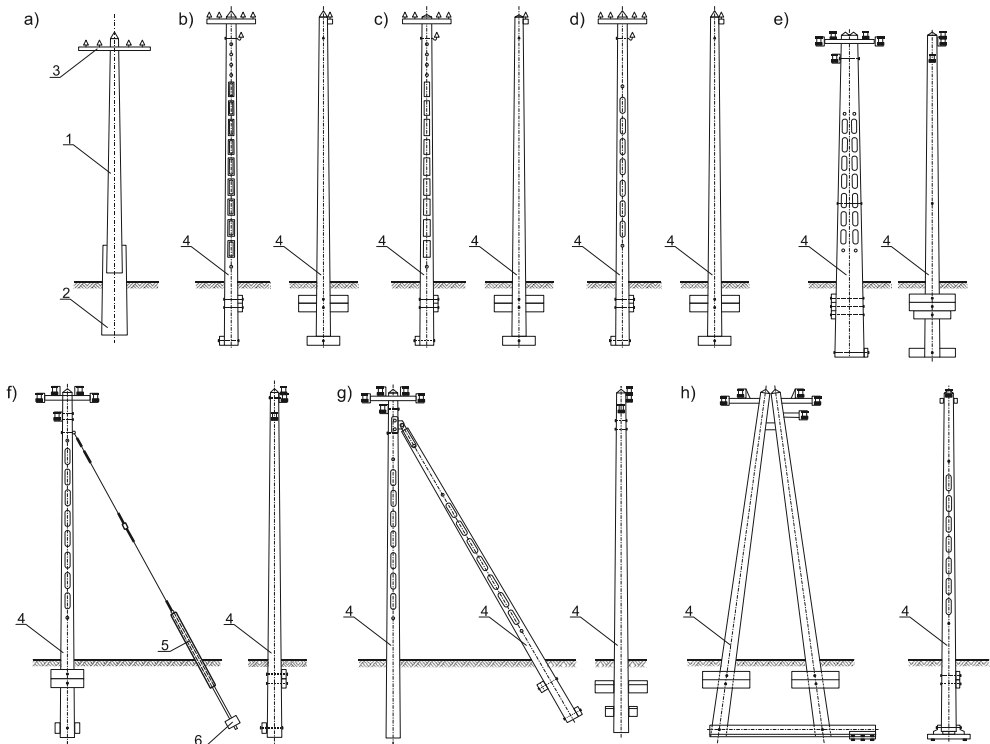
Konstrukcje wsporcze linii nN

Konstrukcje wsporcze linii niskiego napięcia stanowią słupy elektroenergetyczne. Pełnią one takie same funkcje, jak słupy linii SN (rozdz. 3.1). Rzadziej spotykane są linie nN prowadzone na ścianach budynków. Izolatory montowane są wówczas na tzw. klamrach.

Jako konstrukcje wsporcze linii niskiego napięcia wykorzystywane są słupy:

- drewniane,
- żelbetowe,
- stalowe.

Przez wiele lat jako podstawowa konstrukcja wsporcza wykorzystywane były słupy drewniane. Są one nadal eksploatowane, lecz w nowych inwestycjach praktycznie nie są uwzględniane. Obecnie jako podstawowy rodzaj słupów wykorzystywane są konstrukcje żelbetowe. Konstrukcje stalowe (słupy o przekroju kołowym lub wieloboku), choć w ostatnich latach jest ich coraz więcej, nadal stanowią margines wśród konstrukcji wsporczych. Są one wykorzystywane głównie w instalacjach oświetleniowych. Przykładowe konstrukcje słupów stosowanych w liniach niskiego napięcia przedstawia rysunek 5.3.

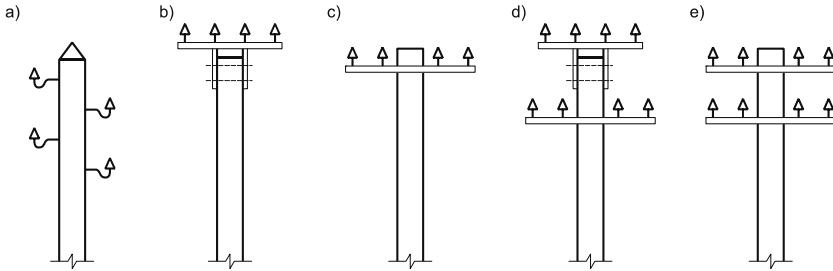


Rys. 5.3. Konstrukcje słupów stosowanych w liniach niskiego napięcia: a) słup drewniany, b) słup żelbetowy typu ALA, c) słup żelbetowy typu DANA, d) słup żelbetowy typu ŻN pojedynczy, e) słup żelbetowy zblizniaczony, f) słup żelbetowy z odcieżką, g) słup żelbetowy z podporą, h) słup żelbetowy rozkraczny (1 – słup drewniany, 2 – szczydła żelbetowe, 3 – poprzecznik, 4 – słup żelbetowy, 5 – pacholek, 6 – kotew)

Osprzęt sieciowy – sposoby łączenia i zawieszania przewodów

Do podstawowych elementów osprzętu linii napowietrznych nN zalicza się haki, uchwyty, poprzeczniki, złączki i zaciski oraz wiązaki.

W przypadku słupów drewnianych izolatory montowane są na hakach wkręcanych bezpośrednio w słupek. Inne rodzaje słupów wyposażane są w poprzeczniki, na których znajdują się otwory lub bolce montażowe do izolatorów. W zależności od konstrukcji słupa oraz rodzaju zastosowanych izolatorów poprzeczniki mogą mieć różne kształty oraz rozmiary. Przykładowe rozmieszczenie izolatorów (przewodów) na słupach linii niskiego napięcia przedstawia rysunek 5.4.



Rys. 5.4. Przykładowe rozmieszczenie izolatorów na słupach linii niskiego napięcia: a) słupek drewniany, b), c) słupek żelbetonowy, linia jednorodowa, d), e) słupek żelbetonowy, linia dwutorowa

Sposób zawieszenia przewodu na konstrukcji wsporczej zależy od ciężaru przewodu oraz od sił naciągu jakie oddziałują na izolator. Sposoby montażu przewodu do izolatora omówiono w rozdziale 3.1.

Osprzęt wykorzystywany do montażu przewodów izolowanych niskiego napięcia, jest taki sam jak dla przewodów w liniach średniego napięcia i także został omówiony w rozdziale 3.1.

5.1.2. Linie kablowe nN

Kable elektroenergetyczne niskiego napięcia budowane są w wielu różnych wariantach. Ze względu na ich konstrukcję wyróżnić można kable [331]:

- standardowe (o izolacji i powłoce polwinitowej),
- ekranowane z taśmą miedzianą,
- z koncentryczną żyłą ochronną,
- odporne na działanie materiałów ropopochodnych,
- bezhalogenowe,
- ognioodporne.

Konstrukcje kabli

W sieciach niskiego napięcia najczęściej wykorzystywane są kable cztero- lub pięćżyłowe z żyłami aluminiowymi lub miedzianymi o izolacji i powłoce polwinitowej. Stosowane są także kable o izolacji z polietylenu usieciowanego. W porównaniu z kablami o izolacji z polwinitu, charakteryzują się one większą odpornością na przeciężenia i zwarcia.

Eksploatowane są zarówno kable z żyłami wielo-, jak i jednodrutowymi, przy czym te ostatnie są ograniczone do przekrojów od 35 do 120 mm². Żyły wielodrutowe są natomiast stosowane także dla przekrojów 150, 185, 240 oraz 300 mm². Żyły jednodrutowe są zazwyczaj żyłami sektorowymi, natomiast wielodrutowe okrągłymi lub sektorowymi.

W kablach cztero lub pięćżyłowych, o przekroju żył większym od 10 mm², żyła neutralna bardzo często wykonywana jest jako żyła o zmniejszonym przekroju, co obniża koszty kabla.

W kablach wielożyłowych, żyły wyróżnione są kolorami, przy czym kombinacja kolorów zielonego z żółtym jest zastrzeżona dla żył ochronnych.

Obecnie w elektroenergetyce polskiej stosowane są powszechnie kable czterożyłowe niskiego napięcia, o izolacji z polwinitu lub polietylenu. Najczęściej wykorzystywane kable, to: YAKY oraz YAKXS. W wielu przypadkach eksploatowane są jeszcze stare kable o izolacji z papieru nasyconego olejem (np. AKFtA). W ostatnich latach pojawiły się próby wprowadzenia do sieci niskiego napięcia kabli o izolacji z gumy silikonowej (np. kabel HDGs, NKGs, GsLGs). Kable te charakteryzują się bardzo wysoką odpornością na wpływy temperatury otoczenia oraz na działanie substancji chemicznych. Posiadają także dużą wytrzymałość na ścieranie powłoki. Ze względu na znaczne koszty nie są one jednak powszechnie stosowane.

Osprzęt kablowy

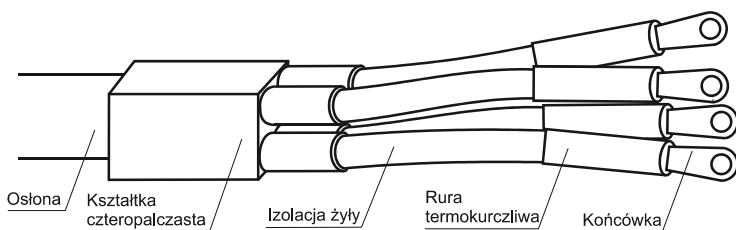
W celu połączenia dwóch odcinków kabli niskiego napięcia stosuje się mufy przelotowe nN. Powszechnie wykorzystywane są mufy prefabrykowane. W przypadku kabli nN najczęściej stosowane są [331]:

- mufy taśmowe, wykonane przez ręczne nakładanie odpowiednich taśm,
- mufy taśmowo-żywiczne, w których pod osłoną mufy wykonywane jest wypełnienie żywiczne,
- mufy termokurczliwe, w których stosuje się prefabrykowane kształtki izolacyjne obkurczane termicznie,
- mufy taśmowo-termokurczliwe – łączące dwie poprzednie technologie,
- mufy zimno kurczliwe, w których stosuje się prefabrykowane elastyczne kształtki izolacyjne, dostarczane w stanie rozciągniętym i obkurczane przez usunięcie elementu rozpięającego po umieszczeniu kształtek na końcach kabla,
- mufy nasuwane w których prefabrykowane elastyczne kształtki izolacyjne naciągane są ręcznie na końce linii.

Do zakończenia kabli stosuje się głowice kablowe nN. Przykładowy wygląd głowicy nN przedstawia rysunek 5.5.

Do łączenia żył roboczych kabli elektroenergetycznych niskiego napięcia stosowane są także wszelkiego rodzaju złączki zaprasowywane lub ze zrywalnym łbem.

W złączkach kablowych i rozdzielnicach nN żyły kabli można wyprowadzić bezpośrednio do zacisków złącza lub rozdzielnicy (np. zacisków typu V-klemme).

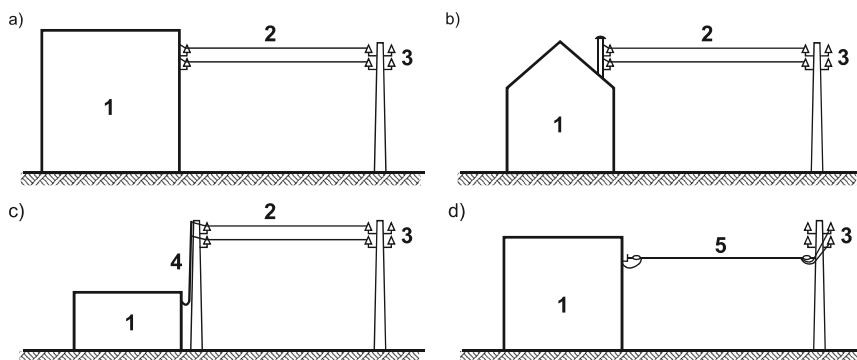


Rys. 5.5. Przykładowy szkic termokurczliwej głowicy wewnątrz-napowietrznej niskiego napięcia typu STN dla kabli czterżyłowych o izolacji PCV, PE, XLPE o przekrojach od 16 mm² do 240 mm²

5.1.3. Przyłącza

Przyłącze stanowi odcinek linii, który łączy zasilany obiekt z siecią elektroenergetyczną. Przyłącza mogą być wykonane jako napowietrzne lub kablowe.

Przyłącze napowietrzne wykonywane jest zazwyczaj, gdy obiekt jest zasilany z sieci napowietrznej oraz nie ma przeszkód uniemożliwiających prowadzenie przewodów przyłącza. W przypadku realizacji przyłącza za pomocą przewodów gołych, są one prowadzone między słupem rozgałęźnym sieci napowietrznej a izolatorami umocowanymi na ścianie budynku lub na stojaku (sztycy). Izolatory montowane na ścianie mogą być umieszczone na hakach wkręconych bezpośrednio w ścianę lub też na bolcach przymocowanych do metalowego wspornika (klamry), który jest przytwierdzony do konstrukcji budynku. W przypadku budynków niskich, dla których wysokość stojaka musiałaby być bardzo duża, ustawiany jest słup do którego doprowadzane jest przyłącze, natomiast od słupa do budynku prowadzony jest przewód lub kabel izolowany, ewentualnie przeznaczone do tego celu przewody kabelkowe. Przykładowe konstrukcje przyłączy napowietrznych przedstawia rysunek 5.6.



Rys. 5.6. Przyłącza napowietrzne niskiego napięcia: a) dościenne, b) ze stojakiem dachowym (sztycą), c) ze słupem przy budynku i podejściem wykonanym kablem nN, d) wykonane przewodem izolowanym samonośnym lub z wykorzystaniem linki nośnej (1 – zasilany obiekt, 2 – linia napowietrzna, 3 – słup rozgałęźny, 4 – podejście wykonane przewodem lub kablem izolowanym, 5 – samonośna linia napowietrzna izolowana)

Przyłącza kablowe stosowane są wówczas, gdy sieć zasilająca jest siecią kablową, a także gdy względy estetyczne lub urbanistyczne nie pozwalają na wyko-

nianie przyłącza napowietrznego. Połączenie przyłącza z siecią kablową realizowane jest za pomocą różnorodnych szaf rozdzielczych kablowych (rozdzielnic) lub za pomocą muf odgałęźnych.

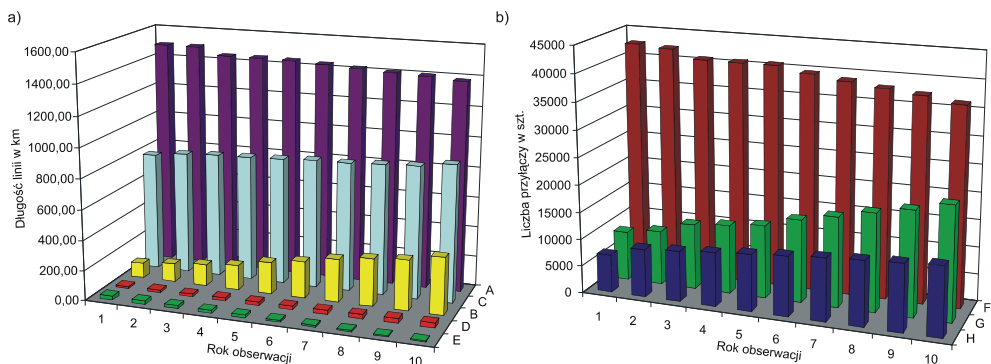
Niezależnie od rodzaju zastosowanego przyłącza stosowane są coraz powszechniej złącza (szafy) licznikowe, zabezpieczeniowe lub łączące obie te funkcje. Są one wyposażone w liczniki energii elektrycznej, zegary sterujące przełączaniem taryf oraz układy zabezpieczeniowe (wyłączniki nadprądowe typu S, wyłączniki różnicowoprądowe). W razie potrzeby zainstalowane są w nich układy szyn niskiego napięcia.

5.2. Dane statystyczne analizowanych sieci napowietrznych i kablowych nN

Obserwacja zawodności sieci rozdzielczych nN obejmuje okres 10 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na początku obserwacji, istniało w tej spółce łącznie 1594,00 km linii napowietrznych, w tym 99,10 km linii izolowanych oraz 826,00 km linii kablowych nN. Na koniec obserwacji, liczby te kształtowały się następująco: 1760,00 km linii napowietrznych, w tym 377,00 km linii izolowanych oraz 945,00 km linii kablowych nN. W liniach napowietrznych eksploatowanych było na początku 51720 przyłączy napowietrznych, w tym 9041 izolowanych, natomiast w ostatnim roku obserwacji 57326 przyłączy, w tym 20966 przyłączy izolowanych. Liczba przyłączy kablowych zmieniała się w tym czasie od 6880 do 12680 szt. Długości linii oraz liczbę przyłączy w poszczególnych latach obserwacji przedstawia tabela 5.1 oraz rysunek 5.7.

Tabela 5.1. Długości analizowanych linii niskiego napięcia oraz liczba przyłączy w kolejnych latach obserwacji

Rok obserwacji	Oznaczenie	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Linie napowietrzne gołe [km]	A	1494,90	1495,00	1447,00	1447,00	1444,00	1432,00	1421,00	1408,00	1401,00	1383,00
Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi [km]	B	99,10	122,00	142,00	164,00	210,00	243,00	285,00	315,00	333,00	377,00
Linie kablowe o izolacji z polwinitu [km]	C	787,00	813,00	826,00	831,00	840,00	851,00	854,00	866,00	876,00	905,00
Linie kablowe o izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE [km]	D	13,00	16,00	18,00	21,00	23,00	24,00	27,00	29,00	33,00	34,00
Linie kablowe o izolacji papierowej nasycanej [km]	E	26,00	24,00	21,00	18,00	17,00	14,00	11,00	9,00	7,00	6,00
Przyłącza napowietrzne gołe [szt.]	F	42679	42234	40648	40648	40648	39568	38813	38040	37374	36360
Przyłącza napowietrzne izolowane [szt.]	G	9041	9931	11966	12571	13328	15180	16541	18013	19261	20966
Przyłącza kablowe [szt.]	H	6880	8790	9290	9850	10400	10925	11450	11870	12240	12680



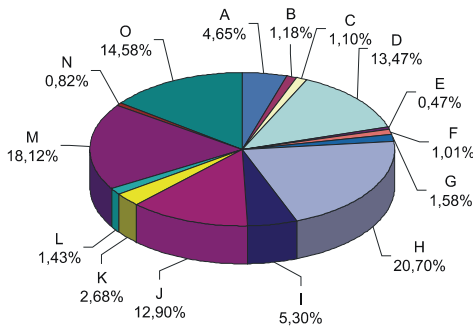
Rys. 5.7. Długość obserwowanych linii nN a) oraz liczba przyłączy nN b) w ciągu dziesięciu lat prowadzenia badań (oznaczenia, jak w tabeli 5.1)

W przeprowadzonej analizie niezawodnościowej uwzględniono nie tylko linie wraz z osprzętem (przewody, słupy, wiązalki, mostki, złączki) i przyłącza, ale także pracujące w nich urządzenia, jak odgromniki, wyłączniki, liczniki energii oraz zegary. Ze względu na brak wiarygodnych danych o liczbie zainstalowanych w sieci urządzeń, ich intensywność awarii wyznaczono w odniesieniu do 100 km linii nN lub do 1 przyłącza nN.

Tabela 5.2. Awarie zaobserwowane w liniach napowietrznych i kablowych nN w ciągu 10 lat obserwacji

Typ linii	Urządzenie	Oznaczenie	Liczba awarii	Udział awarii grupy urządzeń w odniesieniu do liczby wszystkich awarii
			[szt.]	[%]
Linie kablowe	Kabel nN	A	837	4,65
	Głowica kablowa nN	B	213	1,18
	Mufa kablowa nN	C	198	1,10
Linie napowietrzne	Przewody gołe	D	2424	13,47
	Przewody izolowane	E	84	0,47
	Izolatory	F	182	1,01
	Słupy	G	285	1,58
	Mostki	H	3725	20,70
	Wiązalki	I	954	5,30
	Złączki	J	2321	12,90
	Odgromniki	K	483	2,68
Przyłącza	Przyłącza kablowe	L	258	1,43
	Przyłącza napowietrzne gołe	M	3262	18,12
	Przyłącza napowietrzne izolowane	N	147	0,82
	Złącza kablowe, szafki licznikowe i rozdzielnice nN	O	2625	14,58

W czasie 10 lat obserwacji wystąpiło łącznie 17998 awarii w sieciach nN (bez uszkodzeń w WLZ-ach oraz w instalacjach odbiorczych). Liczbę awarii poszczególnych grup urządzeń przedstawia tabela 5.2 oraz rysunek 5.8.



Rys. 5.8. Udział poszczególnych grup urządzeń w całkowitej liczbie awarii w liniach napowietrznych i kablowych oraz przyłączach nN (oznaczenia, jak w tabeli 5.2)

Analizując dane przedstawione w tabeli 5.2 oraz na rysunku 5.8 można zauważyć, iż najwięcej awarii jest powodowanych przez mostki w liniach napowietrznych, przyłącza napowietrzne gołe, złącza kablowe, przewody gołe w liniach napowietrznych oraz złączki w liniach napowietrznych.

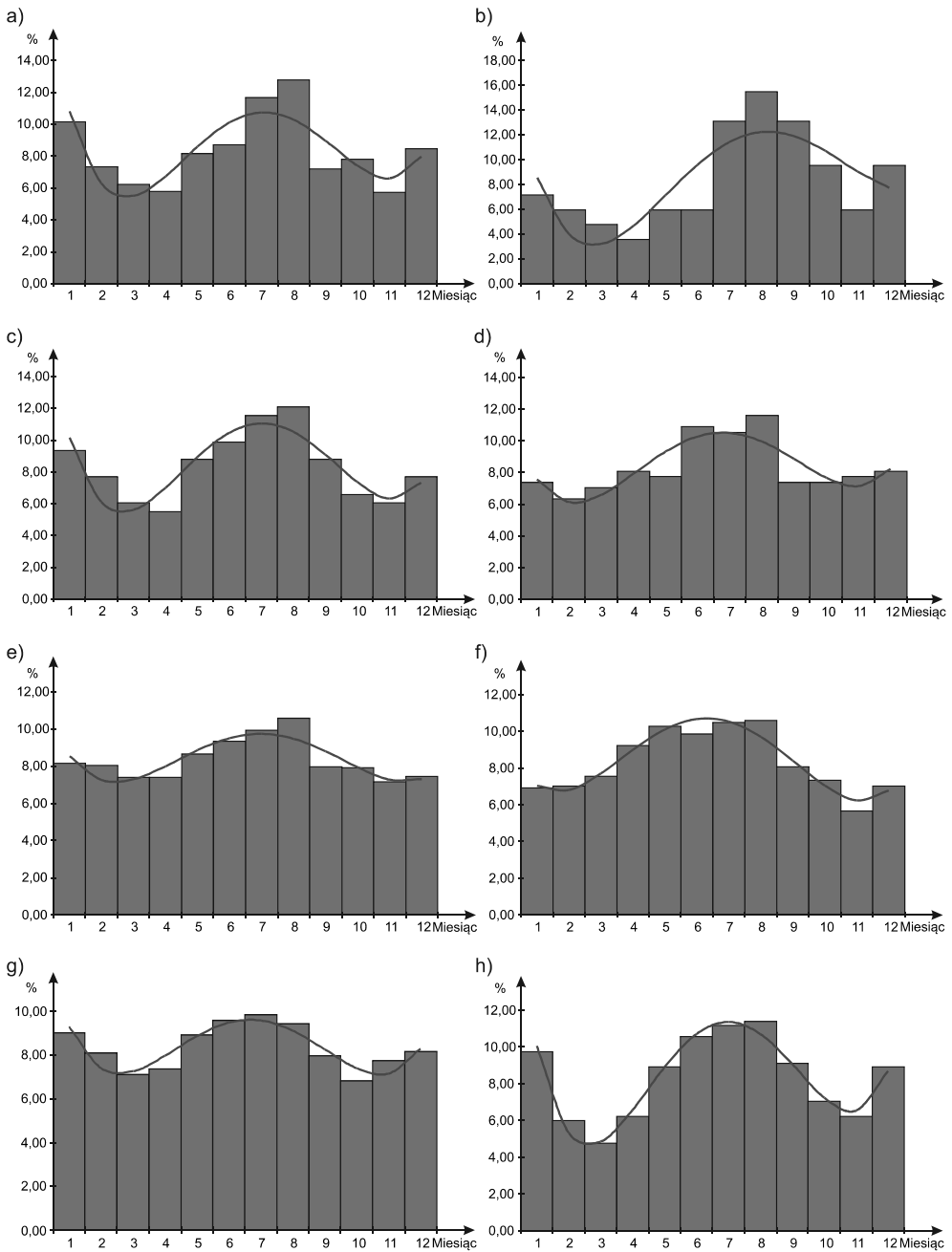
5.3. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN

W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych nN. Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.5.

5.3.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na rysunku 5.9 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń poszczególnych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN w kolejnych miesiącach roku. Zaprezentowano na nim także funkcje aproksymacyjne.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii elementów i urządzeń, przedstawionych na rysunku 5.9, zawiera tabela 5.3. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

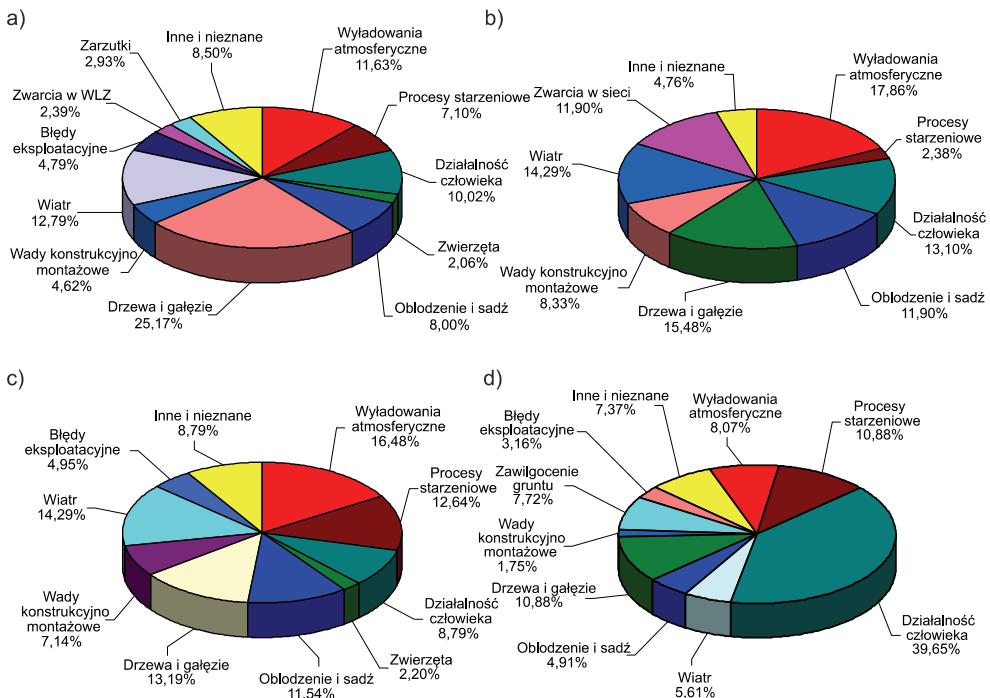


Rys. 5.9. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN: a) przewodów roboczych gołych, b) przewodów roboczych izolowanych, c) izolatorów liniowych nN, d) słupów, e) mostków, f) wiązań, g) złaczek, h) odgromników nN

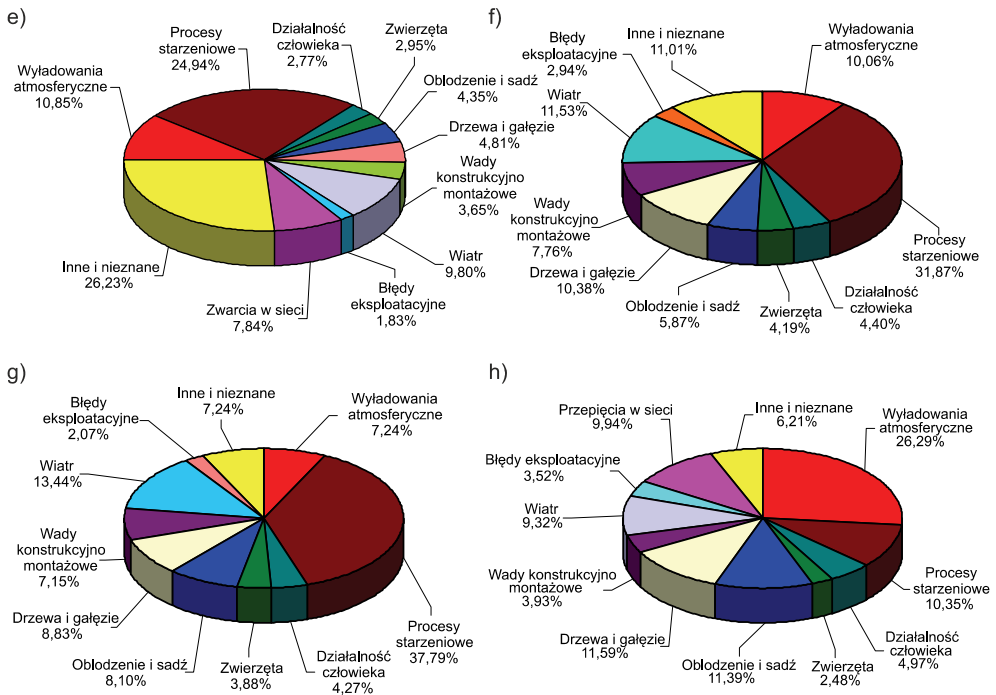
Tabela 5.3. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Przewody robocze gołe	0,0165	-0,4572	4,2089	-14,2005	21,2423	0,83
Przewody robocze izolowane	0,0121	-0,3769	3,8479	-13,6397	18,6809	0,82
Izolatory liniowe nN	0,0160	-0,4439	4,0480	-13,3281	19,8676	0,90
Stupy	0,0104	-0,2762	2,3449	-6,6941	12,1735	0,85
Mostki	0,0062	-0,1713	1,5357	-4,7846	11,9565	0,87
Wiązanki	0,0081	-0,2056	1,5972	-3,6987	9,3278	0,96
Złączki	0,0088	-0,2356	2,0639	-6,5634	14,0129	0,91
Odgromniki nN	0,0200	-0,5454	4,9053	-15,9277	21,5959	0,99

Na rysunku 5.10 przedstawiono procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



Rys. 5.10a-d. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN: a) przewodów roboczych gołych, b) przewodów roboczych izolowanych, c) izolatorów liniowych nN, d) słupów



Rys. 5.10e-h. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN: e) mostków, f) wiązałek, g) złączy, h) odgromników nN

Uszkodzenia przewodów linii niskiego napięcia, zarówno gołych, jak i izolowanych, polegają najczęściej na ich zerwaniu. Może się to odbywać na drodze mechanicznej (opadające drzewa i gałęzie, nadmierne obciążenie sadią) ale także termicznej (przepalenie przewodu w wyniku wyładowania atmosferycznego lub zwarcia). Liczne uszkodzenia są skutkiem niewłaściwego montażu przewodów i polegają na przemieszczaniu się przewodu względem izolatora i wiązki oraz na jego przecieraniu. Zdarzają się także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscu połączenia dwóch odcinków przewodu lub w miejscu montażu zacisków przebijających izolację.

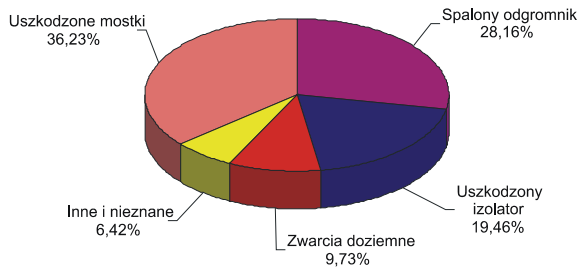
Uszkodzenie izolatorów nN polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu lub urwaniu) lub też wypaleniu ścieżki przewodzącej na powierzchni, co skutkuje opadnięciem przewodu lub powstaniem zwarcia.

Uszkodzenie słupów polega zazwyczaj na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu). Liczne są także przypadki wykrzywienia konstrukcji wsporczych pod wpływem źle przyłożonego obciążenia. W wyniku oddziaływania prądów upływnościowych oraz pod wpływem wyładowań atmosferycznych zdarzają się przypadki osłabienia konstrukcji słupów (zbrojenia), zwłaszcza w przypadku słupów typu ŻN. W przypadku niewłaściwej oceny gęstości gruntu lub jego nadmiernego zawilgocenia zdarzają się przypadki przewrócenia całego słupa wraz z ustojem.

Uszkodzenie mostków oraz złączek polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (zerwanie) lub termicznym (przepalenie). Liczne są także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscach przyłączenia mostków lub w złączce.

Uszkodzenie wiązań polega na ich zniszczeniu mechanicznym (zerwanie lub przetarcie) lub też na poluzowaniu wiązki w wyniku czego przewód może przemieszczać się na izolatorze.

Awarie odgromników polegają najczęściej na zniszczeniu mostków (36,23%) na drodze mechanicznej (zerwanie przez drzewa i gałęzie, przez osoby postronne lub przez zwierzęta) lub termicznej (wyładowania atmosferyczne). Bardzo duża liczba awarii polega na spaleniu odgromników (28,16%). Znaczna liczba awarii polega także na zniszczeniu izolatora odgromnika (19,46%). Procentowy podział wszystkich uszkodzeń odgromników przedstawia rysunek 5.11.

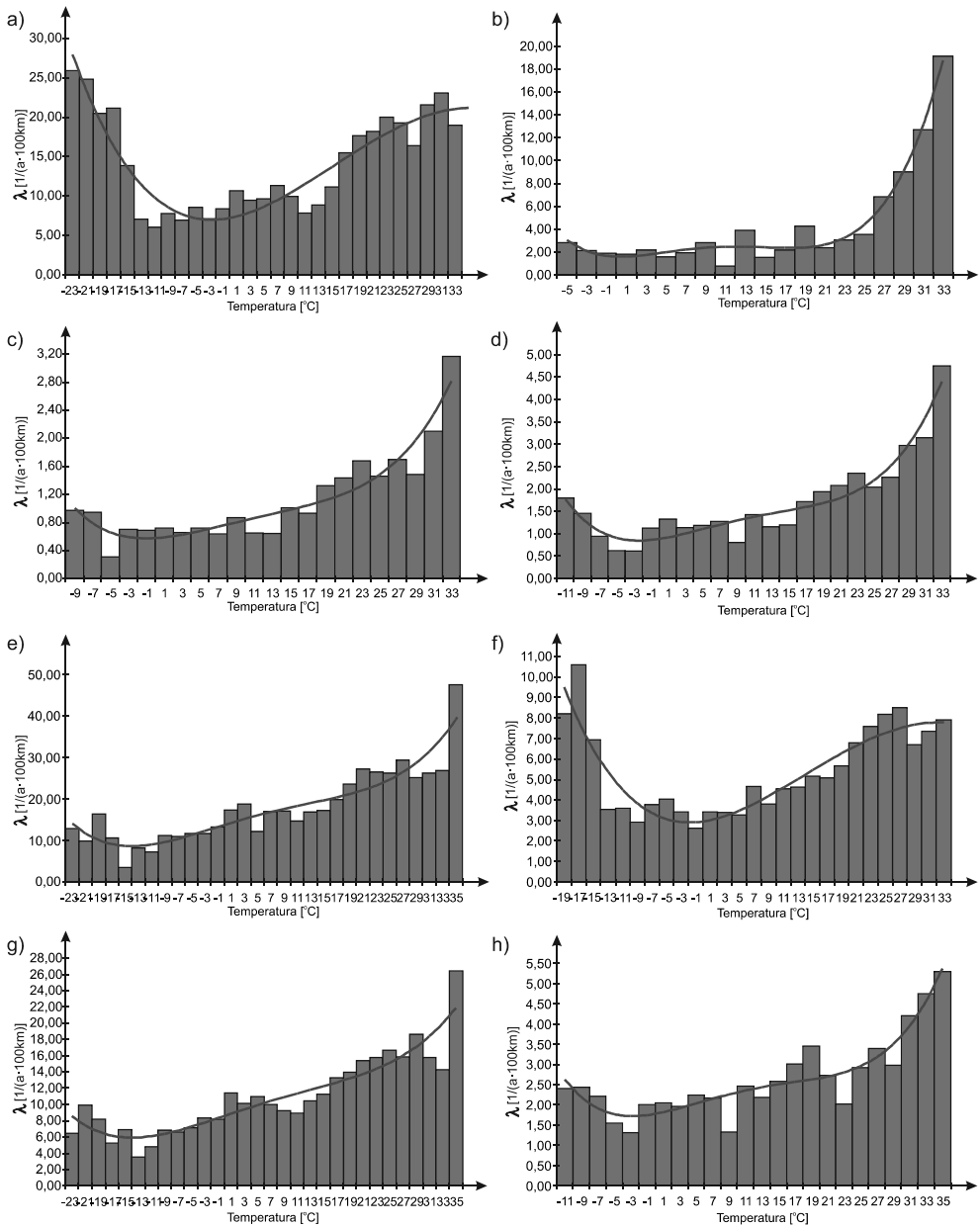


Rys. 5.11. Procentowy udział skutków awarii odgromników eksploatowanych w liniach napowietrznych nN

5.3.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii elementów i urządzeń linii napowietrznych nN. Otrzymane wyniki przedstawia rysunek 5.12.

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 5.12, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń linii napowietrznych nN w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunku 5.12, zawiera tabela 5.4. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.



Rys. 5.12. Zależność intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN od temperatury otoczenia: a) przewodów roboczych gołych, b) przewodów roboczych izolowanych, c) izolatorów liniowych nN, d) słupów, e) mostków, f) wiązań, g) złączek, h) odgromników nN

Tabela 5.4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁴]	[10 ⁻⁴]	[---]	
Przewody robocze gołe	3,16	-720,51	280,96	1633,69	7,2160	0,93
Przewody robocze izolowane	76,62	-3062,33	343,00	-299,19	1,6061	0,99
Izolatory liniowe nN	5,52	-234,81	35,51	78,20	0,5779	0,94
Stupy	9,74	-386,16	44,85	290,79	0,8876	0,96
Mostki	23,87	-549,91	-32,66	4904,72	13,7554	0,92
Wiązalki	2,14	-372,06	128,75	497,57	2,9551	0,90
Złączki	10,35	-275,86	0,25	2722,84	8,5765	0,91
Odgromniki nN	9,17	-403,83	47,85	364,13	1,7792	0,92

5.3.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami tych urządzeń.

Przewody robocze gołe

Przewody linii napowietrznych niskiego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment przewodu. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.5–5.7.

Tabela 5.5. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,15	Weibulla	b = 22,6333 v = 1,7623	$I_0 = \min(t^*, t) = \min(32, 22) = 22$; $I_0 = 22 > 19 = I_{\alpha}$; $I_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 19)$

Tabela 5.6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia gołych przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	8,49	11,48	8,03	8,95	16,8456	$16,06 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,4830$ $\sigma = 1,1364$	$\chi^2 = 4,93 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,094 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,08	8,74	6,73	7,43	16,7831	$13,38 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,3440$ $\sigma = 1,1127$	$\chi^2 = 2,32 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,837 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,48	7,43	5,18	5,78	16,7344	$10,36 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9364$ $\sigma = 1,3056$	$\chi^2 = 2,87 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,211 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	765,16	1043,47	723,47	806,86	Log norm.	$m = 6,0393$ $\sigma = 1,0199$	$\chi^2 = 4,62 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,804 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,99$, $k = 0,83$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.8.

Tabela 5.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia gołych przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1881,77	1759,64	1811,69	1951,86	Wykład.	$\lambda = 5,31 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 4,96 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,274 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	8801,83	10615,94	8377,61	9226,06	Weibulla	$b = 6758,66$ $v = 0,7290$	$\chi^2 = 3,55 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,958 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przewody robocze izolowane

Przewody izolowane linii napowietrznych niskiego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment przewodu. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.9–5.11.

Tabela 5.9. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przewodów izolowanych linii napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	24,51	Weibulla	b = 27,6309 v = 1,9261	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(9,6) = 6;$ $l_0 = 6 > 3 = I_{\alpha}; l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 3)$

Tabela 5.10. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolowanych przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	9,35	9,25	7,34	11,36	3,5287	$3,75 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 7,9328 v = 0,7884	$\chi^2 = 3,48 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,705 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,69	8,28	6,87	10,50	3,4447	$3,41 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1151$	$\chi^2 = 3,77 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,779 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	7,26	8,22	5,41	9,11	3,2766	$2,71 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	b = 6,8281 v = 0,7251	$\chi^2 = 4,93 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,300 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.11. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przewodów izolowanych linii napowietrznych nN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	1582,24	1659,20	1208,15	1956,33	Log norm.	m = 6,8126 $\sigma = 1,1083$	$\chi^2 = 2,09 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,692 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przewodów izolowanych linii napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,91$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przewodów izolowanych linii napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.12.

Tabela 5.12. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolowanych przewodów linii napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	średnia		[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1890,01	1165,34	1637,11	2142,90	Log norm.	$m = 7,3848$ $\sigma = 0,5550$	$\chi^2 = 2,90 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,947 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	16843,90	16559,47	13110,32	20577,49	Log norm.	$m = 9,2366$ $\sigma = 1,0553$	$\chi^2 = 2,90 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,573 < \lambda_\alpha = 1,358$

Izolatory liniowe nN

Izolatory linii napowietrznych niskiego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.13–5.15.

Tabela 5.13. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy izolatorów liniowych napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	21,15	Normalny	$m = 21,1538$ $\sigma = 10,4574$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(22, 27) = 22;$ $l_0 = 22 > 17 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 17)$

Tabela 5.14. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	8,02	6,05	7,13	8,90	1,2648	$1,16 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,8141$ $\sigma = 0,7500$	$\chi^2 = 2,16 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,541 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	7,18	5,64	6,34	8,02	1,2231	$1,00 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,6876$ $\sigma = 0,7733$	$\chi^2 = 3,19 < \chi_\alpha^2 = 4,57$ $\lambda = 0,551 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	5,81	5,06	5,02	6,59	1,1328	$0,75 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,4065$ $\sigma = 0,8857$	$\chi^2 = 1,21 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 0,778 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 5.15. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	1915,01	1343,25	1707,24	2122,77	Weibulla	b = 2168,42 v = 1,2924	$\chi^2 = 1,41 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,805 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla izolatorów liniowych napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,97$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią izolatorów eksploatowanych w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.16.

Tabela 5.16. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia izolatorów liniowych napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	1607,85	1005,29	1460,82	1754,89	Weibulla	b = 1629,52 v = 1,7261	$\chi^2 = 1,88 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,580 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	20135,47	15442,63	17746,93	22524,01	Log norm.	m = 9,6227 $\sigma = 0,7981$	$\chi^2 = 3,23 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,573 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Słupy

Słupy linii napowietrznych niskiego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach uszkodzeń osprzętu słupów, jak np. uszkodzenie poprzecznika wymieniany jest jedynie osprzęt.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.17–5.19.

Tabela 5.17. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy słupów w liniach napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	26,62	Normalny	m = 26,6211 $\sigma = 10,4940$	$l_0 = \min(t, T) = \min(28, 23) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.18. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	34,24	32,78	30,42	38,07	1,9806	$7,68 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0292$	$\chi^2 = 3,79 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,037 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	25,77	24,94	22,82	28,71	1,9320	$5,65 \cdot 10^{-3}$	Log nom.	$m = 2,6739$ $\sigma = 1,2196$	$\chi^2 = 2,69 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,936 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	22,07	21,24	19,54	24,61	1,8903	$4,74 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0453$	$\chi^2 = 5,30 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,896 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.19. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	3593,88	2318,81	3317,07	3870,68	Weibulla	$b = 3753,62$ $v = 1,6310$	$\chi^2 = 2,24 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,815 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla słupów linii napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,74$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem słupów w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.20.

Tabela 5.20. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia słupów w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	6131,09	4682,80	5585,09	6677,08	Weibulla	$b = 6268,74$ $v = 1,3325$	$\chi^2 = 2,46 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,194 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	42188,84	27218,72	38939,65	45438,03	Weibulla	$b = 43648,75$ $v = 1,8518$	$\chi^2 = 1,97 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 1,027 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Mostki

Mostki linii napowietrznych niskiego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach gdy przyczyną awarii są zaciski przyłączeniowe mostka, poddawany jest on naprawie.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.21–5.23.

Tabela 5.21. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,15	Weibulla	$b = 19,1416$ $v = 1,6241$	$l_0 = \min(t, t) = \min(20, 32) = 20$; $l_0 = 20 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.22. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a · 100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	13,55	13,62	13,11	13,99	25,8869	$38,50 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0738$	$\chi^2 = 4,93 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,217 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	11,68	11,90	11,29	12,06	25,7271	$33,17 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0856$	$\chi^2 = 7,68 < \chi_{\alpha}^2 = 10,1$ $\lambda = 1,112 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	4,45	5,36	4,27	4,62	25,5325	$12,80 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,7939$ $\sigma = 1,2860$	$\chi^2 = 1,83 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,938 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.23. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	934,75	828,88	907,94	961,56	Weibulla	$b = 841,52$ $v = 0,8181$	$\chi^2 = 2,46 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 1,162 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,99$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.24.

Tabela 5.24. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia mostków w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2326,45	2179,72	2256,43	2396,47	Weibulla	$b = 2342,71$ $v = 0,9514$	$\chi^2 = 2,99 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,319 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	11011,39	9764,26	10695,56	11327,23	Wykład.	$\lambda = 90,81 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 2,89 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wiązalki

Wiązalki w liniach napowietrznych niskiego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. Ze względu na niski koszt zakupu drutu wiązałkowego oraz gotowych prefabrykowanych wiązałek, nie są podejmowane próby naprawy uszkodzonych.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.25–5.27.

Tabela 5.25. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy wiązałek w liniach napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	19,35	Normalny	$m = 19,3501$ $\sigma = 9,9221$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(27, 26) = 26$; $l_0 = 26 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.26. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia wiązałek w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a · 100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	8,29	7,79	7,79	8,78	6,6298	$6,24 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 7,2539$ $v = 0,9573$	$\chi^2 = 7,77 < \chi^2_{\alpha} = 7,96$ $\lambda = 1,336 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	7,28	6,49	6,86	7,69	6,5047	$5,38 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1374$	$\chi^2 = 6,39 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,318 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,61	5,36	5,26	5,95	6,4839	$4,14 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1784$	$\chi^2 = 4,53 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,973 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.27. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia wiązań w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	2539,07	2026,67	2408,86	2669,28	Weibulla	b = 2796,98 v = 1,1948	$\chi^2 = 3,26 < \chi_{\alpha}^2 = 4,57$ $\lambda = 0,824 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla wiązań w liniach napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,86$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem wiązań w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.28.

Tabela 5.28. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia wiązań w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	1700,59	1344,38	1615,17	1786,01	Wykład.	$\lambda = 5,88 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 2,39 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,928 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	26587,64	21956,44	25176,94	27998,33	Log norm.	m = 9,8146 $\sigma = 0,9609$	$\chi^2 = 3,62 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,872 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Złączki

Złączki w liniach napowietrznych niskiego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi. Ze względu na niski koszt zakupu złączek i zacisków, nie są podejmowane próby naprawy uszkodzonych.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.29–5.31.

Tabela 5.29. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	18,27	Normalny	m = 18,2732 $\sigma = 9,4869$	$l_0 = \min(t, T) = \min(21, 28) = 21$; $l_0 = 21 > 17 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 17)$

Tabela 5.30. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	10,40	9,87	9,99	10,80	16,1298	$18,79 \cdot 10^{-3}$	Weibulla $b = 10,6271$ $v = 0,8568$	$\chi^2 = 1,38 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,521 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_{wa}	9,28	8,94	8,92	9,65	15,9630	$16,63 \cdot 10^{-3}$	Log norm. $m = 1,7696$ $\sigma = 0,9878$	$\chi^2 = 2,34 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,758 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	
t_p	4,78	5,18	4,56	5,01	14,1979	$7,69 \cdot 10^{-3}$	Wykład. $\lambda = 0,2091$	$\chi^2 = 4,26 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,211 < \lambda_{\alpha} = 1,358$	

Tabela 5.31. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	2336,18	1833,77	2256,62	2415,74	Wykład.	$\lambda = 4,28 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 1,76 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,941 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,99$, $k = 0,89$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.32.

Tabela 5.32. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia złączek w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2013,31	1653,01	1946,03	2080,59	Wykład.	$\lambda = 4,97 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 5,63 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,831 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	27520,18	21601,78	26582,92	28457,45	Weibulla	$b = 27736,12$ $v = 0,8761$	$\chi^2 = 2,14 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Odgromniki

Odgromniki niskiego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane. Wyjątek stanowi tu uszkodzenie osprzętu odgromników, jak np. uszkodzenie mostków.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.33–5.35.

Tabela 5.33. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy odgromników w liniach napowietrznych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,26	Normalny	$m = 20,2567$ $\sigma = 9,3181$	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(29, 20) = 20$; $l_0 = 20 > 17 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 17)$

Tabela 5.34. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	6,48	6,60	5,89	7,07	3,3566	$2,48 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1543$	$\chi^2 = 2,91 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,816 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	5,63	5,84	5,09	6,17	3,1829	$2,04 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1776$	$\chi^2 = 2,94 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,628 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	4,35	4,54	3,91	4,79	2,8632	$1,42 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9085$ $\sigma = 1,1326$	$\chi^2 = 3,96 < \chi_\alpha^2 = 6,57$ $\lambda = 0,584 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 5.35. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych nN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	2455,81	2061,07	2256,21	2655,42	Weibulla	$b = 2175,52$ $v = 0,8434$	$\chi^2 = 2,85 < \chi_\alpha^2 = 3,94$ $\lambda = 0,953 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla odgromników w liniach napowietrznych niskiego napięcia: $u = 0,95$, $k = 0,82$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem odgromników w liniach napowietrznych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.36.

Tabela 5.36. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia odgromników w liniach napowietrznych niskiego napięcia

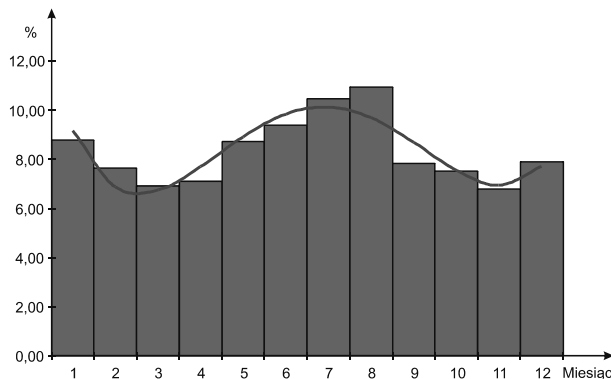
Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]		[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1431,26	1131,10	1330,14	1532,39	Log norm.	$m = 6,9968$ $\sigma = 0,7303$	$\chi^2 = 2,43 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,842 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	27327,51	22759,78	25123,33	29531,70	Wykład.	$\lambda = 36,59 \cdot 10^{-6}$	$\chi^2 = 3,72 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,991 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.4. Analiza niezawodności dystrybucyjnych linii napowietrznych nN

W rozdziale przedstawiono wyniki analizy niezawodności linii napowietrznych nN, jako scalonych obiektów elektroenergetycznych. Zaprezentowano ogólne właściwości niezawodnościowe linii. Przedstawiono wskaźniki oraz cechy otrzymane na drodze badań empirycznych. Wyniki te zweryfikowano na drodze obliczeń teoretycznych z wykorzystaniem metody średniej intensywności i średniego czasu trwania awarii oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem metody opartej na terminach rozszerzonych sieci Petriego.

5.4.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii napowietrznych nN

Na rysunku 5.13 przedstawiono w postaci histogramu częstość uszkodzeń linii napowietrznych nN w poszczególnych miesiącach roku. Rysunek ten przedstawia także funkcję aproksymacyjną.

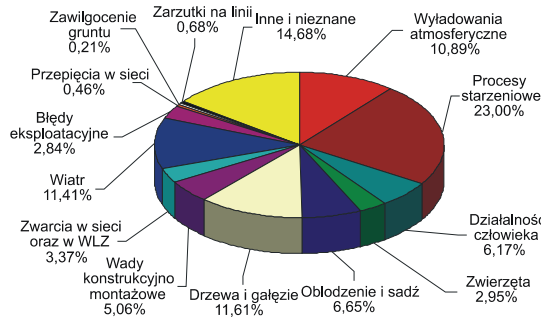


Rys. 5.13. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych nN

Najwięcej awarii linii napowietrznych nN zaobserwowano w miesiącach letnich (maj – sierpień) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 4101 awarii, co stanowi 39,53% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 1728 awarii, co stanowi 16,66% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii napowietrznych nN, przedstawionej na rysunku 5.13, wynoszą: $a = 0,0103$; $b = -0,2807$; $c = 2,5073$; $d = -8,0040$; $e = 14,9382$. Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,90$.

Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych nN są procesy starzeniowe, które spowodowały około 23,00% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną są drzewa i gałęzie, w wyniku których zaistniało około 11,61% wszystkich uszkodzeń linii. Przyczynami występującymi sezonowo, ale mającymi znaczący wpływ na awaryjność linii napowietrznych nN są wyładowania atmosferyczne oraz oblodzenie i sadz. Spowodowały one odpowiednio 10,89% oraz 6,65% wszystkich uszkodzeń. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii linii nN w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 5.14.

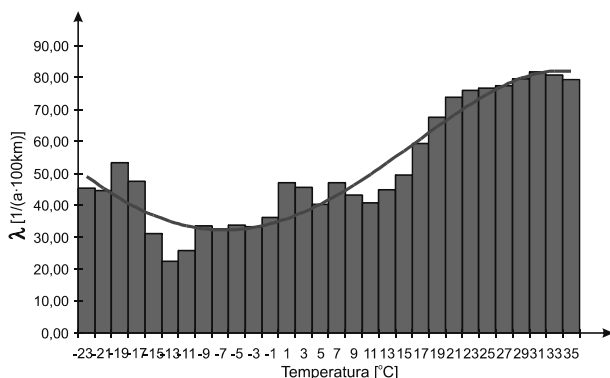


Rys. 5.14. Procentowy udział przyczyn awarii linii napowietrznych nN

5.4.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych nN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii linii napowietrznych nN. Intensywność awarii linii w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 5.15.

Funkcja aproksymacyjna częstości uszkodzeń przedstawiona na rysunku 5.15, jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w niej temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii linii w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: $a = -17,16 \cdot 10^{-6}$; $b = -593,45 \cdot 10^{-6}$; $c = 57159,22 \cdot 10^{-6}$; $d = 805317,37 \cdot 10^{-6}$; $e = 34,9748$. Współczynnik korelacji funkcji teoretycznej z danymi empirycznymi wynosi $r = 0,95$.



Rys. 5.15. Zależność intensywności awarii linii napowietrznych nN od temperatury otoczenia

5.4.3. Parametry niezawodnościowe linii napowietrznych nN

Oceny podstawowych parametrów niezawodnościowych linii napowietrznych niskiego napięcia dokonano na podstawie danych empirycznych pochodzących z ich eksploatacji. Przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 5.37–5.39.

Tabela 5.37. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych nN do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	15,07	Weibulla	b = 16,9926 v = 1,9243	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(26, 28) = 26$; $l_0 = 26 > 19 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 19)$

Tabela 5.38. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia linii napowietrznych nN

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,95	12,01	10,72	11,19	72,0942	$82,67 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,8657 $\sigma = 1,0568$	$\chi^2 = 5,48 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,062 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	9,52	10,36	9,32	9,72	71,3159	$71,93 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 1,7207 $\sigma = 1,0663$	$\chi^2 = 4,74 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,973 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	5,28	6,82	5,15	5,42	68,8349	$39,84 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	m = 0,9665 $\sigma = 1,2637$	$\chi^2 = 1,69 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 0,847 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.39. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych nN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			
---	---	---	---	---	---	---	---
1.	1486,12	1615,24	1454,31	1517,94	Wykład.	$\lambda = 6,73 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 4,49 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,229 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla linii napowietrznych nN: $u = 0,99$, $k = 0,87$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią linii napowietrznych nN zestawiono w tabeli 5.40.

Tabela 5.40. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia linii napowietrznych nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]			
---	---	---	---	---	---	---	---
k_d	2097,10	1935,45	2059,78	2134,41	Wykład.	$\lambda = 4,77 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 5,24 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,274 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	17031,50	18252,41	16672,01	17391,00	Log norm.	$m = 9,1438$ $\sigma = 1,1958$	$\chi^2 = 4,78 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,182 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.4.4. Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych nN

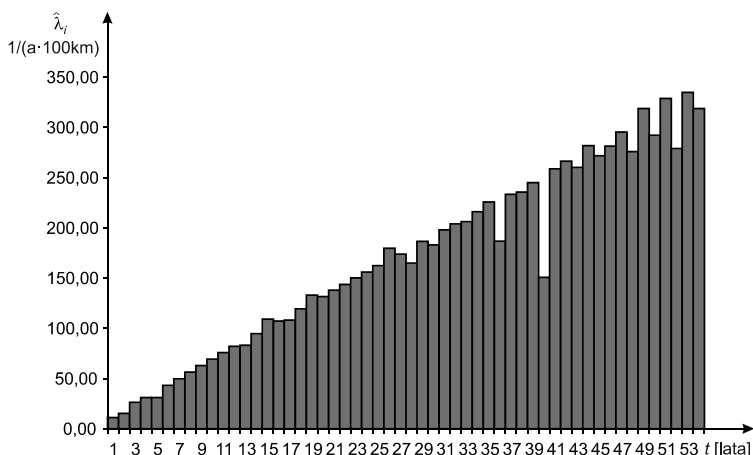
Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości linii napowietrznych nN. Na rysunku 5.16 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii napowietrznych.

Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nN podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,9243$ oraz $b = 16,9926$.

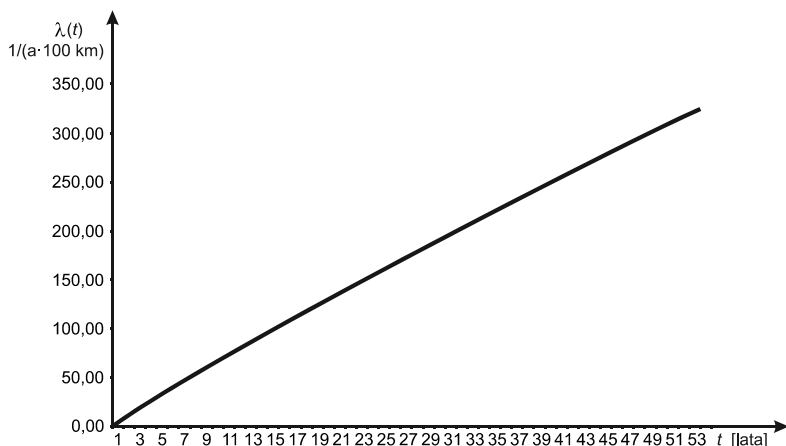
Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych nN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 8,2582 \cdot t^{0,9243} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (5.1)$$



Rys. 5.16. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii napowietrznych nN

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii napowietrznych nN przedstawia rysunek 5.17.



Rys. 5.17. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii napowietrznych nN

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 5.37). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii napowietrznych nN ma postać przedstawioną zależnością (5.1).

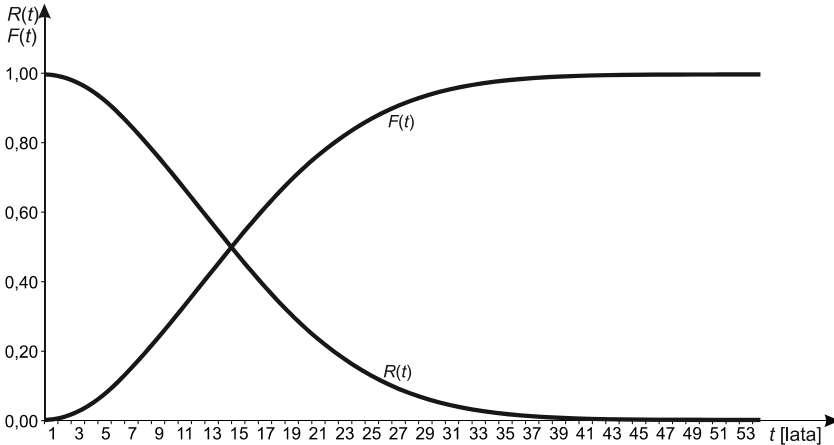
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 100 m):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} \quad (5.2)$$

natomiast funkcję zawadności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} \quad (5.3)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 5.18.



Rys. 5.18. Przebieg teoretycznej funkcji niezawadności $R(t)$ oraz zawadności $F(t)$ linii napowietrznych nN

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych nN, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0083 \cdot t^{0,9243} \cdot e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}} \quad (5.4)$$

5.4.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii napowietrznych nN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji linii napowietrznych nN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawadnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 5.4.3 oraz 5.4.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej linii napowietrznej nN z przewodami gołymi o przekroju 70 mm^2 : $K_{no} = 125000,00 \text{ PLN/km}$ (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii),
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 2097,10 \text{ PLN}$,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii napowietrznej nN: $\Delta A = 1486,12 \text{ kWh}$,

- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych z linii napowietrznych nN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh.

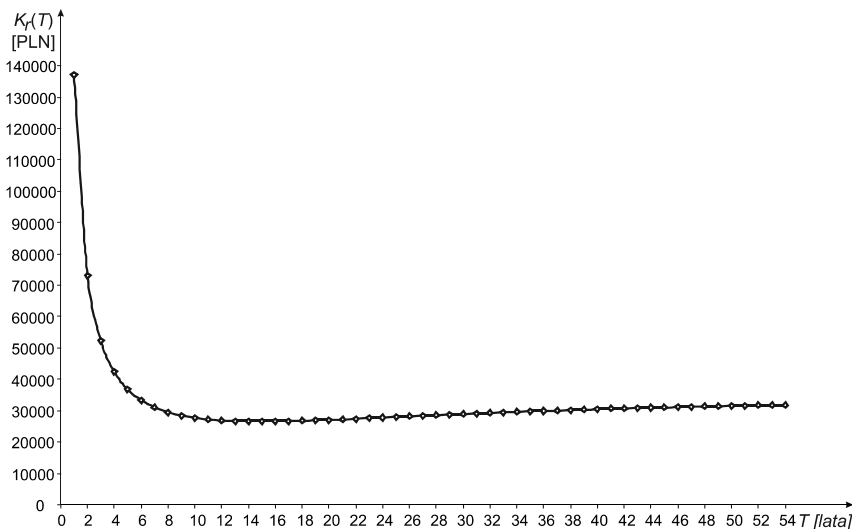
W tabeli 5.41 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii napowietrznych nN w funkcji lat eksploatacji, dla funkcji intensywności przedstawionej w rozdziale 5.4.4 oraz przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

Tabela 5.41. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii napowietrznej niskiego napięcia przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

Kolejne lata eksploatacji T	$\hat{\lambda}_i$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot km}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0826	1,0800	1,0000	137129,44
2	0,1567	0,5608	0,4808	73144,70
3	0,2280	0,3880	0,3080	52424,46
4	0,2974	0,3019	0,2219	42492,33
5	0,3655	0,2505	0,1705	36855,95
6	0,4326	0,2163	0,1363	33352,66
7	0,4989	0,1921	0,1121	31056,49
8	0,5644	0,1740	0,0940	29505,04
9	0,6293	0,1601	0,0801	28441,84
10	0,6937	0,1490	0,0690	27713,32
11	0,7576	0,1401	0,0601	27222,03
12	0,8211	0,1327	0,0527	26903,20
13	0,8841	0,1265	0,0465	26712,18
14	0,9468	0,1213	0,0413	26617,26
15	1,0091	0,1168	0,0368	26595,30
16	1,0712	0,1130	0,0330	26629,12
17	1,1329	0,1096	0,0296	26705,66
18	1,1944	0,1067	0,0267	26814,92
19	1,2556	0,1041	0,0241	26949,08
20	1,3165	0,1019	0,0219	27102,01
...
40	2,4984	0,0839	0,0039	30498,24
41	2,5561	0,0836	0,0036	30624,36
42	2,6137	0,0833	0,0033	30745,23
43	2,6712	0,0830	0,0030	30860,93
44	2,7285	0,0828	0,0028	30971,58

1	2	3	4	5
45	2,7858	0,0826	0,0026	31077,30
46	2,8430	0,0824	0,0024	31178,23
47	2,9000	0,0822	0,0022	31274,50
48	2,9570	0,0820	0,0020	31366,26
49	3,0139	0,0819	0,0019	31453,66
50	3,0707	0,0817	0,0017	31536,84
51	3,1275	0,0816	0,0016	31615,96
52	3,1841	0,0815	0,0015	31691,17
53	3,2406	0,0814	0,0014	31762,61
54	3,2971	0,0813	0,0013	31830,44

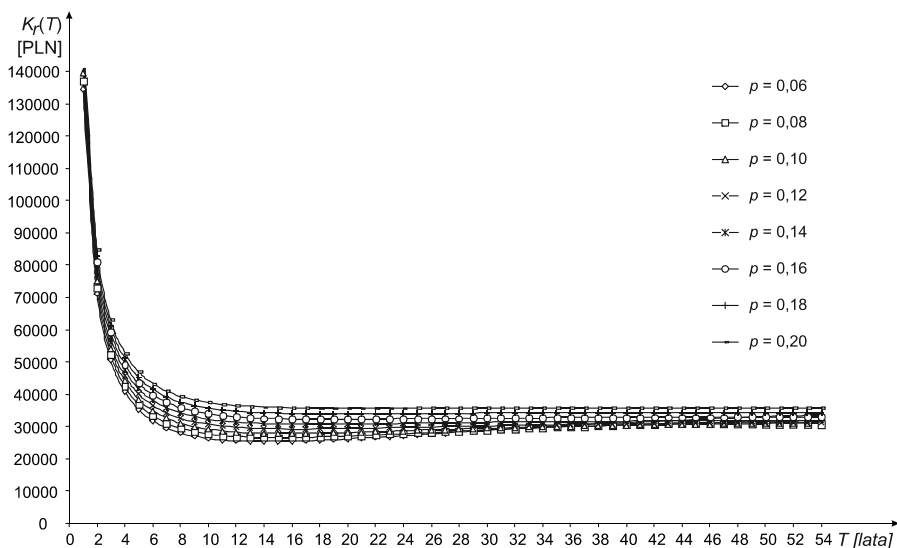
Na rysunku 5.19 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii napowietrznej nN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 5.19. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej nN w zależności od lat jej eksploatacji

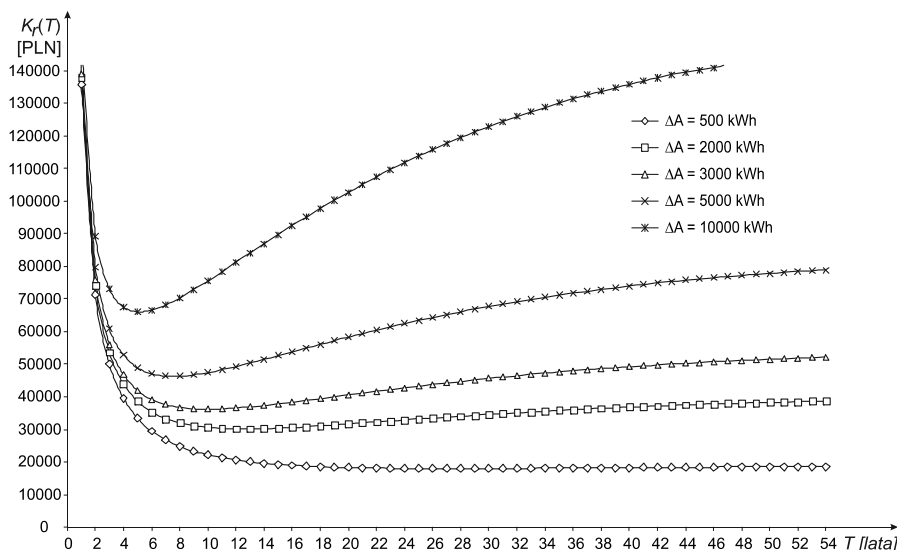
Analizując dane z tabeli 5.41 oraz wykres na rysunku 5.19 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 15 lat. Oznacza to, iż linia nN powinna zostać zastąpiona nową w końcu 15 roku eksploatacji. W związku z powyższym, w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 15 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

Powyższą analizę przeprowadzono dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 5.20 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania linii dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 2097,10$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 1486,12$ kWh.



Rys. 5.20. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 14$ lat, dla $p = 0,14$ wynosi $T = 17$ lat, natomiast dla $p = 0,20$ wzrasta do $T = 21$ lat.

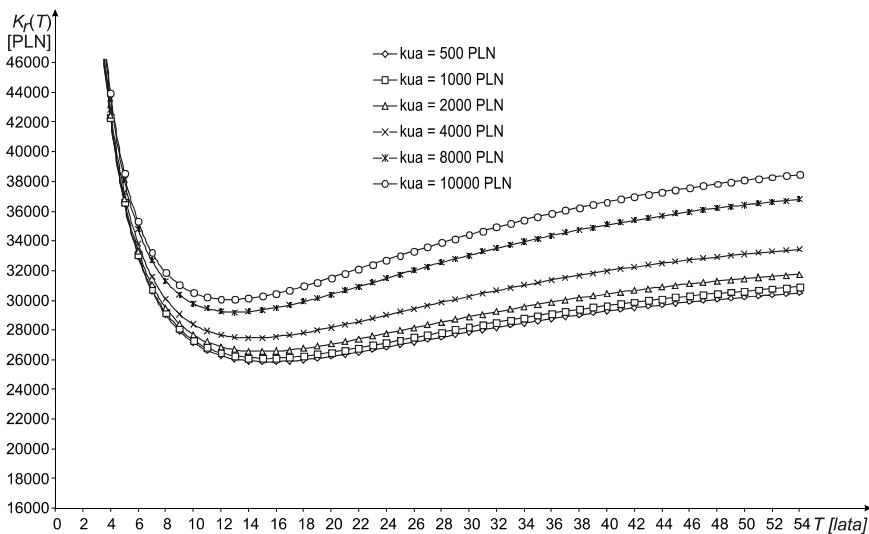


Rys. 5.21. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA przypadającej na jedną awarię

Ważnym parametrem charakteryzującym awarie linii napowietrznych nN jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzono analizę wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 2097,10$ PLN, przedstawiono na rysunku 5.21.

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 500$ kWh wartość ta wynosi $T = 27$ lat, dla $\Delta A = 3000$ kWh wynosi $T = 10$ lat, natomiast dla $\Delta A = 10000$ kWh wynosi $T = 5$ lat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji linii jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 5.22 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji linii napowietrznej nN w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 1486,12$ kWh.



Rys. 5.22. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii napowietrznej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

Dla analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji linii napowietrznych nN zmieniał się nieznacznie. Wyniósł on 15 lat dla $k_{ua} = 500$ PLN oraz 13 lat dla $k_{ua} = 10000$ PLN. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji linii napowietrznych nN.

5.4.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii napowietrznych nN

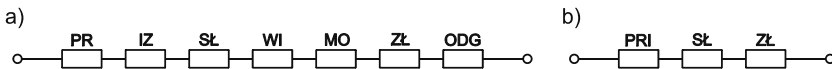
W niniejszym rozdziale wyznaczono parametry niezawodnościowe linii napowietrznych nN na drodze obliczeniowej, a także jako wynik symulacji z zastosowania

waniem programu komputerowego działającego w oparciu o terminy rozszerzonych sieci Petriego. Analizy przeprowadzono z wykorzystaniem wskaźników zawartych w rozdziale 5.3.3.

Obliczenia oraz symulacje przeprowadzono dla dwóch wariantów linii napowietrznych średniego napięcia: jako wariant 1 rozpatrzono linię z przewodami gołymi, natomiast jako wariant 2 linię z przewodami izolowanymi nN.

Analiza w oparciu o metodę średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii

Modele zawodnościowe linii napowietrznych niskiego napięcia do metody średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii przedstawia rysunek 5.23.



Rys. 5.23. Modele zawodnościowe linii napowietrznej niskiego napięcia: a) z przewodami gołymi, b) z przewodami izolowanymi (PR – przewody robocze gołe, PRI – przewody robocze izolowane, IZ – izolatory, SŁ – słupy, WI – wiązałki, MO – mostki, ZŁ – złączki i osprzęt dodatkowy, ODG – odgromniki)

Linie napowietrzne nN posiadają strukturę zawodnościową szeregową. Uszkodzenie dowolnego urządzenia, powoduje niesprawność całej linii.

Na podstawie wskaźników z rozdziału 5.3.3 przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych, przedstawionych na rysunku 5.23 wariantów linii napowietrznych nN. Ich wyniki zestawiono w tabelach 5.42–5.44.

Tabela 5.42. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii linii napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania linii w stanie awarii
---	---	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	[1/100km]	[h/(a·100km)]
1.	Z przewodami gołymi	11,32	72,0941	$85,23 \cdot 10^{-3}$	0,91476712	746,64
2.	Z przewodami izolowanymi	12,41	21,6391	$29,75 \cdot 10^{-3}$	0,97025450	260,57

Tabela 5.43. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych niskiego napięcia

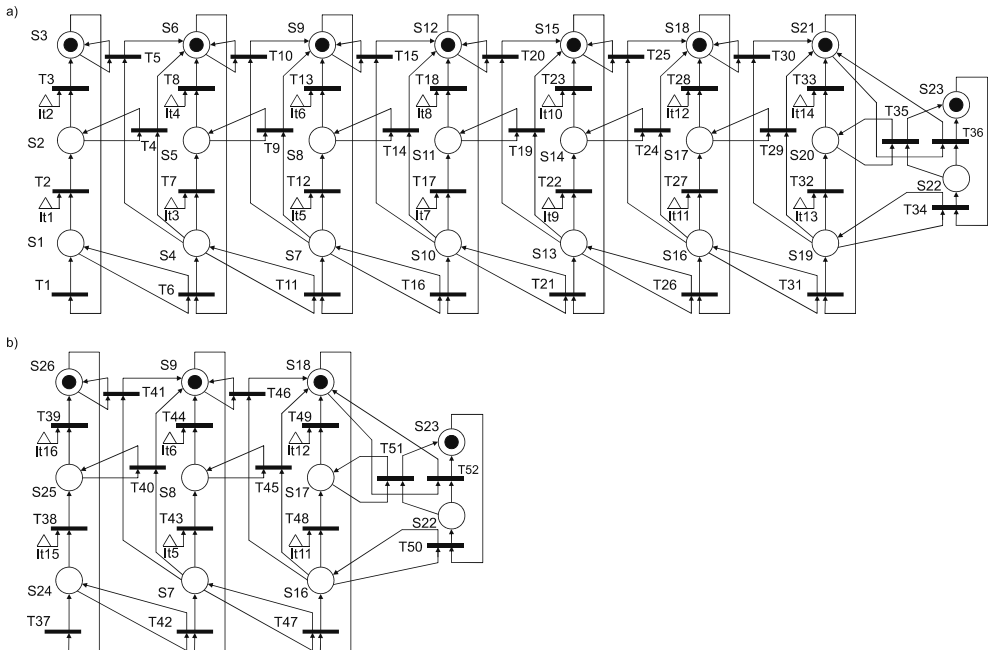
Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania linii w stanie wyłączenia	<i>u</i>	<i>k</i>
---	---	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	[1/100km]	[h/(a·100km)]		
1.	Z przewodami gołymi	9,69	71,3159	$73,14 \cdot 10^{-3}$	0,92685692	640,73	0,99	0,86
2.	Z przewodami izolowanymi	10,68	21,3397	$25,35 \cdot 10^{-3}$	0,97464816	222,08	0,99	0,85

Tabela 5.44. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych niskiego napięcia

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Współczynnik niezawadności	Średni roczny czas przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii linii nN
---	---	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	[1/100km]	[h/(a·100km)]
1.	Z przewodami gołymi	5,38	68,8350	$40,56 \cdot 10^{-3}$	0,95944061	355,30
2.	Z przewodami izolowanymi	6,89	19,3648	$15,00 \cdot 10^{-3}$	0,98500310	131,37

Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji urządzeń i elementów linii (rozdz. 5.3.3), przeprowadzono symulację stanów niezawadnościowych analizowanych rozwiązań konstrukcyjnych linii napowietrznych nN w oparciu o rozszerzone sieci Petriego. W tym celu opracowano modele symulacyjne ww. linii. Schemat linii napowietrznych w terminach rozszerzonych sieci Petriego przedstawia rysunek 5.24.



Rys. 5.24. Modele linii napowietrznych niskiego napięcia: a) z przewodami gołymi, b) z przewodami izolowanymi, w terminach rozszerzonych sieci Petriego

Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 5.24, związane są następujące warunki pracy linii:

- S1 – przewody robocze gołe pracują poprawnie,
- S2 – przewody robocze gołe są uszkodzone,
- S3 – przewody robocze gołe są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S4 – izolatory pracują poprawnie,
- S5 – izolatory są uszkodzone,
- S6 – izolatory są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S7 – konstrukcje wsporcze (słupy) pracują poprawnie,
- S8 – konstrukcje wsporcze (słupy) są uszkodzone,
- S9 – konstrukcje wsporcze (słupy) są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S10 – wiązałki pracują poprawnie,
- S11 – wiązałki są uszkodzone,
- S12 – wiązałki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S13 – mostki pracują poprawnie,
- S14 – mostki są uszkodzone,
- S15 – mostki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S16 – złączki pracują poprawnie,
- S17 – złączki są uszkodzone,
- S18 – złączki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S19 – odgromniki pracują poprawnie,
- S20 – odgromniki są uszkodzone,
- S21 – odgromniki są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S22 – linia jest zdalna (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców),
- S23 – linia jest niezdatna (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców),
- S24 – przewody robocze izolowane pracują poprawnie,
- S25 – przewody robocze izolowane są uszkodzone,
- S26 – przewody robocze izolowane są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują).

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla wybranych konstrukcji linii oraz dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 5.3.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki przedstawiono w tabelach 5.45–5.48.

Tabela 5.45. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznych nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego (wskaźniki podane dla odcinka linii o długości 100 m)

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[a]	---	---	---
1.	Z przewodami gołymi	17,08	Weibulla	$b = 18,9372$ $v = 1,5207$	$\chi^2 = 4,57 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,207 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Z przewodami izolowanymi	18,89	Weibulla	$b = 20,9842$ $v = 1,5421$	$\chi^2 = 3,92 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,912 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.46. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii linii napowietrznych nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
		[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]			
---	---							---	---	---
1.	Z przewodami gołymi	11,78	13,97	11,46	12,11	70,37	$86,45 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,9392$ $\sigma = 1,0338$	$\chi^2 = 4,26 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,094 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Z przewodami izolowanymi	12,88	13,90	12,28	13,48	20,74	$29,59 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,1416$ $\sigma = 0,8900$	$\chi^2 = 2,50 < \chi_{\alpha}^2 = 3,94$ $\lambda = 0,792 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.47. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych linii napowietrznych nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---							---	---	---
1.	Z przewodami gołymi	9,12	9,75	8,89	9,35	69,71	$67,66 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1096$	$\chi^2 = 3,73 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,824 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Z przewodami izolowanymi	11,01	9,59	10,60	11,43	20,72	$25,38 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 2,0933$ $\sigma = 0,7713$	$\chi^2 = 5,13 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,160 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.48. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii linii napowietrznych nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

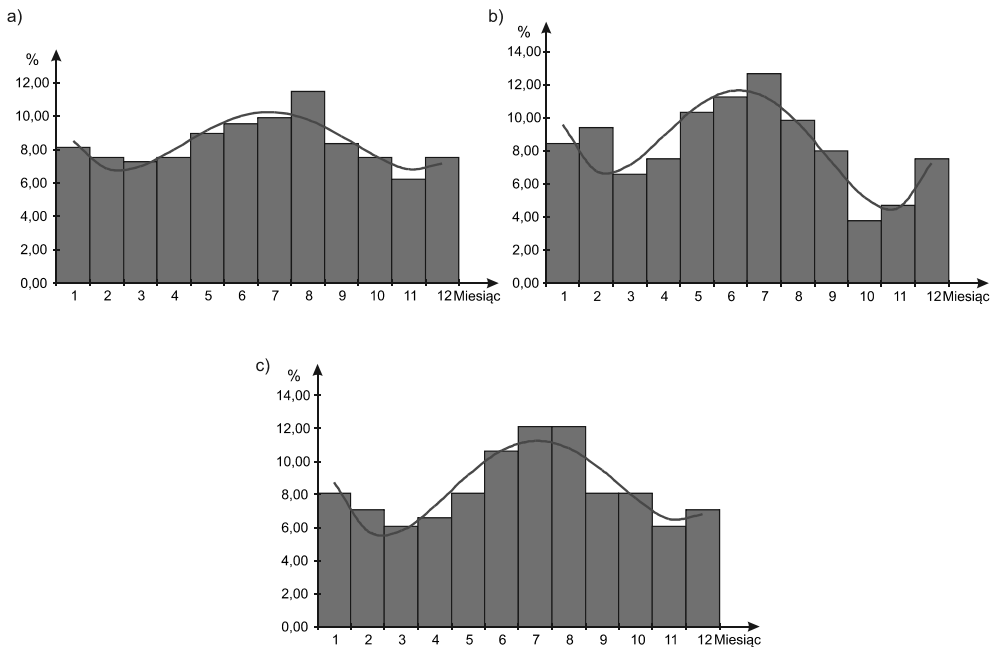
Lp.	Konstrukcja linii	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a·100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---							---	---	---
1.	Z przewodami gołymi	5,54	6,97	5,37	5,70	67,77	$41,10 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,1853$ $\sigma = 0,9886$	$\chi^2 = 2,89 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,783 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Z przewodami izolowanymi	6,89	7,33	6,57	7,22	19,36	$15,00 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,5757$ $\sigma = 0,7934$	$\chi^2 = 4,93 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,007 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.5. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN. Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.5.

5.5.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na rysunku 5.25 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń poszczególnych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN w kolejnych miesiącach roku. Zaprezentowano na nim także funkcje aproksymacyjne.



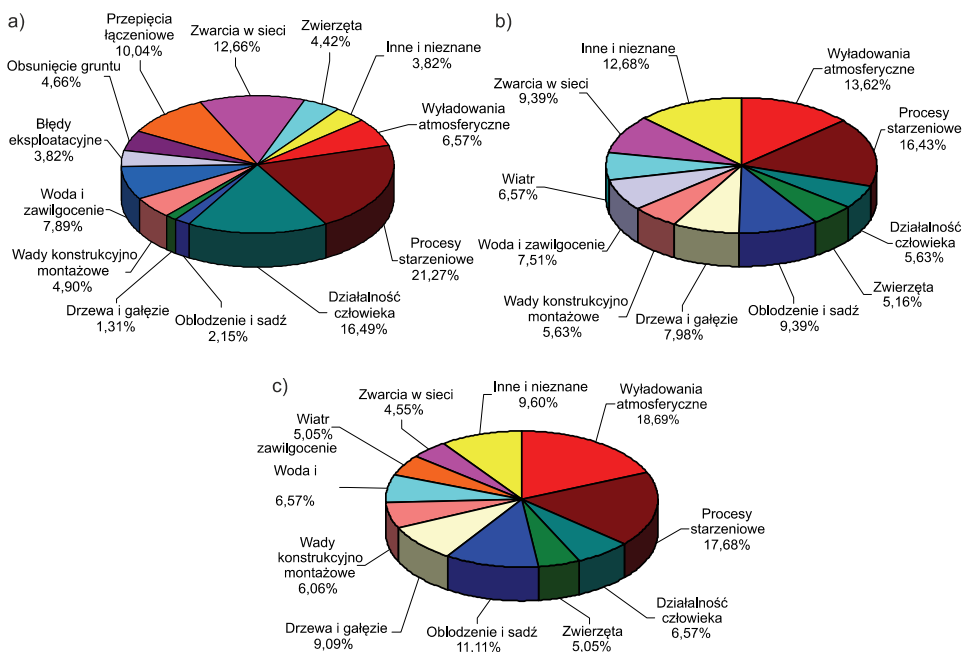
Rys. 5.25. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN: a) kabli elektroenergetycznych nN, b) głowic kablowych nN, c) muf kablowych nN

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii elementów i urządzeń, przedstawionych na rysunku 5.25, zawiera tabela 5.49. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 5.49. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Kable elektroenergetyczne nN	0,0088	-0,2396	2,1092	-6,4303	13,0665	0,89
Głowice kablowe nN	0,0188	-0,4857	4,0229	-11,7470	17,7657	0,89
Mufy kablowe nN	0,0134	-0,3733	3,3763	-10,6633	16,3899	0,91

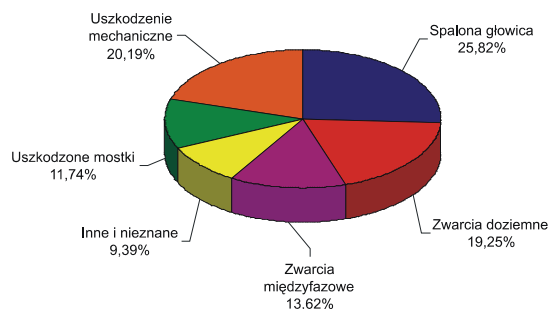
Na rysunku 5.26 przedstawiono procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



Rys. 5.26. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN: a) kabli elektroenergetycznych nN, b) głowic kablowych nN, c) muf kablowych nN

Uszkodzenia kabli niskiego napięcia, polegają najczęściej na powstaniu zwarć doziemnych lub międzyfazowych. Może się to odbywać na drodze mechanicznej (uszkodzenie kabla w wyniku prac ziemnych, uszkodzenie przez drzewa, gałęzie i sadz na podejściach kabli do stacji lub konstrukcji wsporczych), ale także w wyniku procesów starzeniowych (stopniowe osłabienie izolacji prowadzące do jej przebicia).

Uszkodzenie głowic kablowych polega najczęściej na spaleniu głowicy (25,82%) oraz na powstaniu zwarć doziemnych (19,25%) lub międzyfazowych (13,62%). Znaczna liczba awarii polega na ich całkowitym zniszczeniu w wyniku uszkodzenia mechanicznego (20,19%). Procentowy podział wszystkich uszkodzeń przedstawia rysunek 5.27.

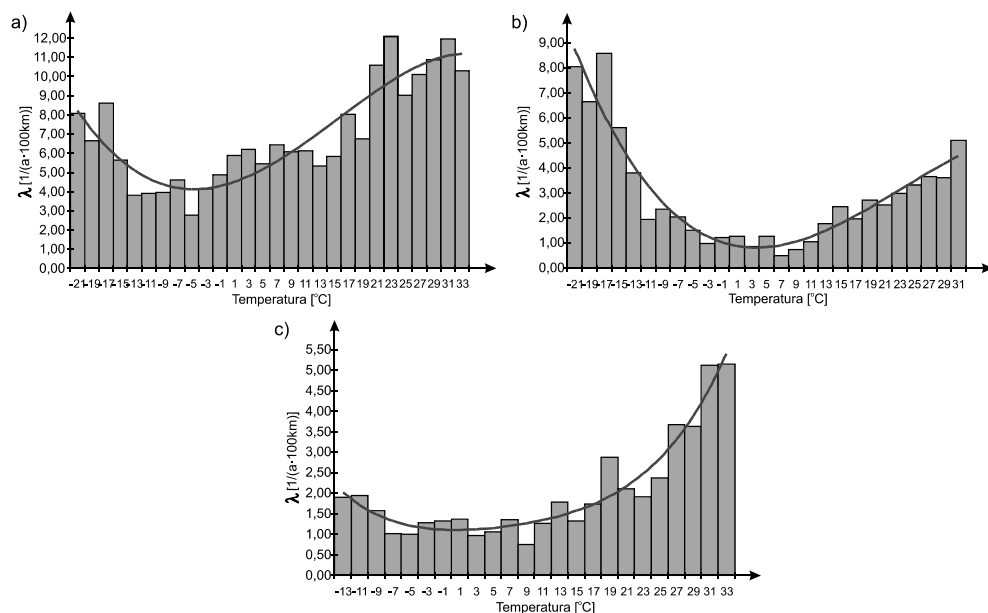


Rys. 5.27. Procentowy udział skutków awarii głowic kablowych nN

Uszkodzenie muf polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (rozszerzenie, rozerwanie) lub elektrycznym (zwarcie doziemne lub międzyfazowe). Liczne są także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscu połączenia kabli. W przypadku uszkodzenia mechanicznego skutkiem może być jedynie przerwanie ciągłości obwodu elektrycznego, częściej jednak występują przypadki zwarć doziemnych lub międzyfazowych.

5.5.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii elementów i urządzeń linii kablowych nN. Otrzymane wyniki przedstawia rysunek 5.28.



Rys. 5.28. Zależność intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN od temperatury otoczenia: a) kabl elektroenergetycznych nN, b) głowic kablowych nN, c) muf kablowych nN

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 5.28 są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń linii kablowych nN w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunku 5.28, zawiera tabela 5.50. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 5.50. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[---]	
Kable elektroenergetyczne nN	1,01	-189,10	10310,35	108235,51	4,3886	0,88
Głowice kablowe nN	0,06	-159,32	10917,81	-73126,43	0,9571	0,95
Mufy kablowe nN	4,41	-114,20	2994,34	-2810,34	1,1083	0,96

5.5.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami tych urządzeń.

Kable elektroenergetyczne nN

Kable niskiego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane, łączone lub uzupełniane („sztukowane”). W razie potrzeby instalowane są mufy łączeniowe. Odnowie podlega więc tylko uszkodzony fragment kabla. Taka naprawa nie wpływa w znaczącym stopniu na parametry i wskaźniki niezawodnościowe całości linii kablowej.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.51–5.53.

Tabela 5.51. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy kabli niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,32	Weibulla	b = 19,4131 v = 1,6862	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(26, 26) = 26$; $l_0 = 26 > 18 = l_{c^*}$; $l_0 \notin R_{c^*} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.52. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia kabli niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	9,21	9,16	8,59	9,83	9,4523	$9,84 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1086$	$\chi^2 = 4,28 < \chi_\alpha^2 = 5,89$ $\lambda = 0,794 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	8,38	8,73	7,78	8,98	9,2603	$8,78 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,6774$ $\sigma = 0,9617$	$\chi^2 = 1,72 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 1,163 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	2,96	3,01	2,74	3,17	8,3569	$2,82 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,3381$	$\chi^2 = 1,51 < \chi_\alpha^2 = 2,73$ $\lambda = 0,942 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 5.53. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia kabli niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	774,32	713,62	722,82	825,82	Weibulla	$b = 626,52$ $v = 0,7725$	$\chi^2 = 3,75 < \chi_\alpha^2 = 5,89$ $\lambda = 1,007 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla kabli niskiego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,89$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią kabli niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.54.

Tabela 5.54. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia kabli niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1973,27	1512,21	1870,67	2075,86	Weibulla	$b = 2078,30$ $v = 1,3217$	$\chi^2 = 2,05 < \chi_\alpha^2 = 3,33$ $\lambda = 0,826 < \lambda_\alpha = 1,358$
k_o	9121,49	8406,43	8514,82	9728,16	Log norm.	$m = 8,6476$ $\sigma = 1,0386$	$\chi^2 = 3,22 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 0,751 < \lambda_\alpha = 1,358$

Głowice kablowe nN

Głowice kablowe niskiego napięcia należą do grupy urządzeń nieodnawialnych. W razie uszkodzenia są złomowane i zastępowane nowymi. W nielicznych przypadkach uszkodzeń osprzętu, jak np. uszkodzenie mostków, wymieniany jest jedynie osprzęt.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.55–5.57.

Tabela 5.55. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy głowic kablowych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	16,51	Normalny	$m = 16,5070$ $\sigma = 6,5873$	$l_0 = \min(t, t) = \min(19, 14) = 14$; $l_0 = 14 > 10 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 10)$

Tabela 5.56. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia głowic kablowych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,14	10,46	8,73	11,55	2,4054	$2,78 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 8,9248$ $v = 0,8894$	$\chi^2 = 5,00 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,918 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,57	9,30	7,29	9,85	2,3151	$2,26 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,6580$ $\sigma = 0,9923$	$\chi^2 = 4,49 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,797 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	1,94	2,19	1,62	2,26	1,0666	$0,46 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,0907$ $\sigma = 1,1273$	$\chi^2 = 4,05 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,532 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.57. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia głowic kablowych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	341,83	357,26	289,73	393,94	Weibulla	$b = 326,28$ $v = 0,7163$	$\chi^2 = 1,07 < \chi_{\alpha}^2 = 2,73$ $\lambda = 1,098 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla głowic kablowych niskiego napięcia: $u = 0,96$, $k = 0,81$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem głowic kablowych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.58.

Tabela 5.58. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia głowic kablowych nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2089,64	1541,24	1881,47	2297,81	Log norm.	$m = 7,4034$ $\sigma = 0,6914$	$\chi^2 = 4,20 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,025 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	4026,80	4208,50	3412,97	4640,63	Log norm.	$m = 7,7594$ $\sigma = 1,1160$	$\chi^2 = 5,94 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,518 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Mufy kablowe

Mufy kablowe niskiego napięcia należy traktować jako nieodnawialne. W razie uszkodzenia są zastępowane nowymi.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.59–5.61.

Tabela 5.59. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy muf kablowych niskiego napięcia do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	13,60	Normalny	$m = 13,6010$ $\sigma = 5,8011$	$l_0 = \min(t, t) = \min(11, 19) = 11$; $l_0 = 11 > 9 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 9)$

Tabela 5.60. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia muf kablowych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	8,40	6,94	7,43	9,38	2,2360	$2,14 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 8,2217$ $v = 0,9451$	$\chi^2 = 2,71 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,849 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,14	6,42	7,21	9,07	2,0892	$1,94 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1228$	$\chi^2 = 4,29 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,206 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,93	2,40	2,57	3,30	1,9085	$0,64 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 2,5341$ $v = 0,8752$	$\chi^2 = 1,55 < \chi_{\alpha}^2 = 3,33$ $\lambda = 0,855 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.61. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia muf kablowych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1/	1118,24	928,25	977,28	1259,21	Wykład.	$\lambda = 0,00089$	$\chi^2 = 4,66 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 1,258 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla muf w liniach kablowych niskiego napięcia: $u = 0,93$, $k = 0,91$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z uszkodzeniem muf w liniach kablowych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.62.

Tabela 5.62. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia muf w liniach kablowych nN

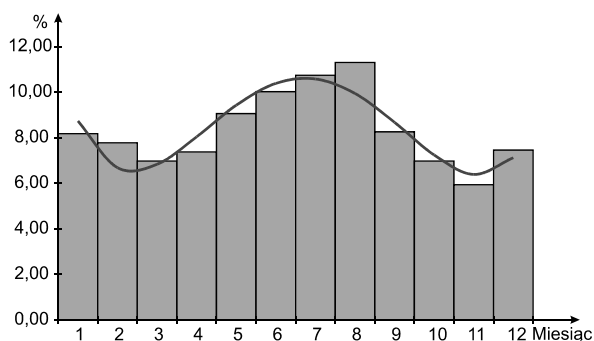
Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1592,81	1165,23	1429,50	1756,12	Wykład.	$\lambda = 0,00063$	$\chi^2 = 5,23 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,326 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	13172,91	10934,73	11512,36	14833,46	Wykład.	$\lambda = 0,000076$	$\chi^2 = 5,89 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,074 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.6. Analiza niezawodności dystrybucyjnych linii kablowych nN

W rozdziale przedstawiono wyniki analizy niezawodności linii kablowych nN, jako scalonych obiektów elektroenergetycznych. Zaprezentowano ogólne właściwości niezawodnościowe linii. Przedstawiono wskaźniki oraz cechy otrzymane na drodze badań empirycznych. Wyniki te zweryfikowano na drodze obliczeń teoretycznych z wykorzystaniem metody średniej intensywności i średniego czasu trwania awarii oraz na drodze symulacji z wykorzystaniem metody opartej na terminach rozszerzonych sieci Petriego.

5.6.1. Sezonowość oraz przyczyny awarii linii kablowych nN

Na rysunku 5.29 przedstawiono w postaci histogramu częstość uszkodzeń linii kablowych nN w poszczególnych miesiącach roku. Rysunek ten przedstawia także funkcję aproksymacyjną.

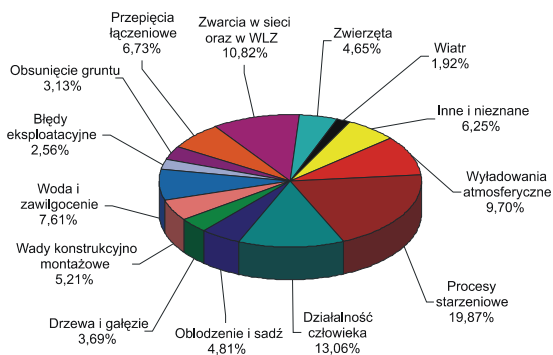


Rys. 5.29. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii kablowych nN

Najwięcej awarii linii kablowych nN zaobserwowano w miesiącach letnich (maj – sierpień) oraz w miesiącach zimowych (styczeń, grudzień). W okresie letnim wystąpiło 513 awarii, co stanowi 41,11% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach zimowych wystąpiło 195 awarii, co stanowi 15,63% wszystkich uszkodzeń. W pozostałych miesiącach zawodność linii kablowych nN kształtuje się poniżej średniej intensywności uszkodzeń.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii linii kablowych nN, przedstawionej na rysunku 5.29, wynoszą: $a = 0,0112$; $b = -0,3028$; $c = 2,6368$; $d = -8,0093$; $e = 14,3958$. Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,92$.

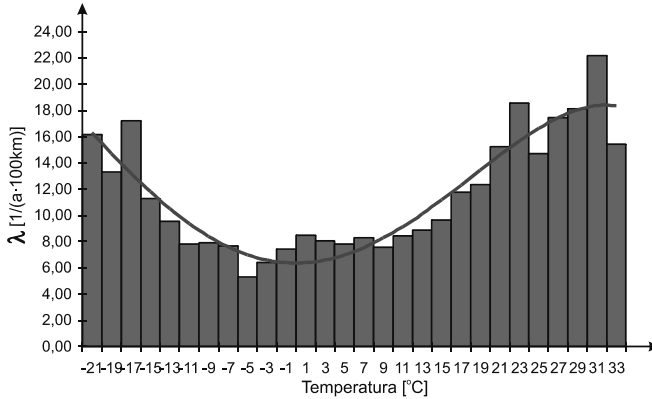
Najpoważniejszą przyczyną awarii linii kablowych nN są procesy starzeniowe, które spowodowały około 19,87% wszystkich uszkodzeń. Drugą przyczyną jest działalność człowieka, w wyniku której zaistniało około 13,06% wszystkich uszkodzeń linii. Przyczynami występującymi sezonowo, ale mającymi znaczący wpływ na awaryjność linii kablowych nN są wyładowania atmosferyczne oraz oblodzenie i sadź. Spowodowały one odpowiednio 9,70% oraz 4,81% wszystkich uszkodzeń. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii linii nN w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 5.30.



Rys. 5.30. Procentowy udział przyczyn awarii linii kablowych nN

5.6.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii kablowych nN

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii linii kablowych nN. Intensywność awarii linii w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 5.31.



Rys. 5.31. Zależność intensywności awarii linii kablowych nN od temperatury otoczenia

Funkcja aproksymacyjna częstości uszkodzeń przedstawiona na rysunku 5.31 jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w niej temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii linii kablowych nN w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: $a = -9,96 \cdot 10^{-6}$; $b = -94,37 \cdot 10^{-6}$; $c = 24957,93 \cdot 10^{-6}$; $d = 757,36 \cdot 10^{-6}$; $e = 6,3819$. Współczynnik korelacji funkcji teoretycznej z danymi empirycznymi wynosi $r = 0,93$.

5.6.3. Parametry niezawodnościowe linii kablowych nN

Oceny podstawowych parametrów niezawodnościowych linii kablowych niskiego napięcia dokonano na podstawie danych empirycznych pochodzących z ich eksploatacji. Przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele 5.63–5.65.

Tabela 5.63. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych nN do uszkodzenia (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	10,66	Weibulla	$b = 11,9314$ $v = 1,6794$	$l_0 = \min(t, t) = \min(29, 25) = 25$; $l_0 = 25 > 19 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 19)$

Tabela 5.64. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia linii kablowych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	9,24	9,10	8,74	9,75	14,0937	$14,65 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1082$	$\chi^2 = 6,39 < \chi^2_{\alpha} = 7,96$ $\lambda = 0,843 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	8,38	8,52	7,90	8,86	13,6646	$12,90 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1194$	$\chi^2 = 1,35 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,639 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	2,78	2,82	2,62	2,95	12,3320	$3,90 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 2,5477$ $v = 0,8946$	$\chi^2 = 2,26 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,628 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.65. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii linii kablowych nN

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	755,07	740,44	711,10	799,03	Wykład.	$\lambda = 0,00132$	$\chi^2 = 5,03 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,167 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla linii kablowych nN: $u = 0,97$, $k = 0,88$.

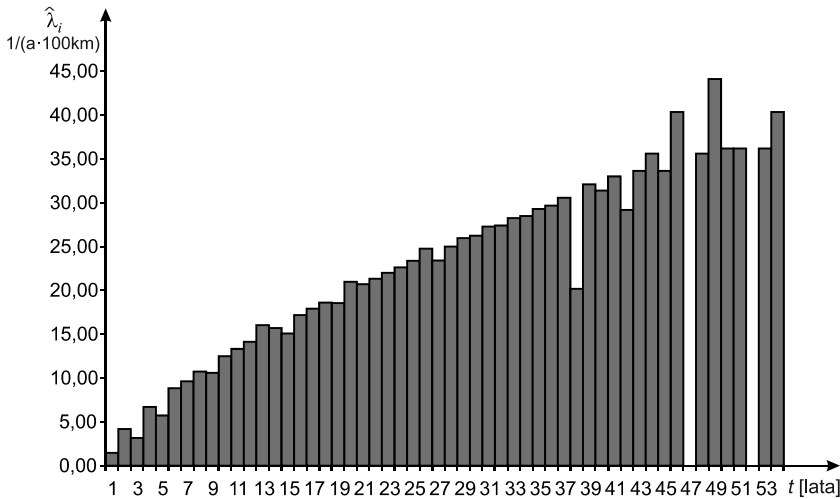
Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią linii kablowych nN. Otrzymane wyniki zestawiono w tabeli 5.66.

Tabela 5.66. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia linii kablowych nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	1932,77	1474,81	1850,87	2014,67	Log norm.	$m = 7,3284$ $\sigma = 0,6806$	$\chi^2 = 3,42 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,009 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	8894,72	8722,34	8376,81	9412,62	Weibulla	$b = 8126,99$ $v = 0,8768$	$\chi^2 = 6,48 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,214 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.6.4. Funkcje niezawodnościowe linii kablowych nN

Na podstawie danych empirycznych oszacowano funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości linii kablowych nN. Na rysunku 5.32 przedstawiono empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych nN.



Rys. 5.32. Empiryczny przebieg funkcji intensywności awarii linii kablowych nN

Na podstawie szczegółowej analizy przebiegu empirycznego intensywności awarii przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii kablowych nN podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (2.8).

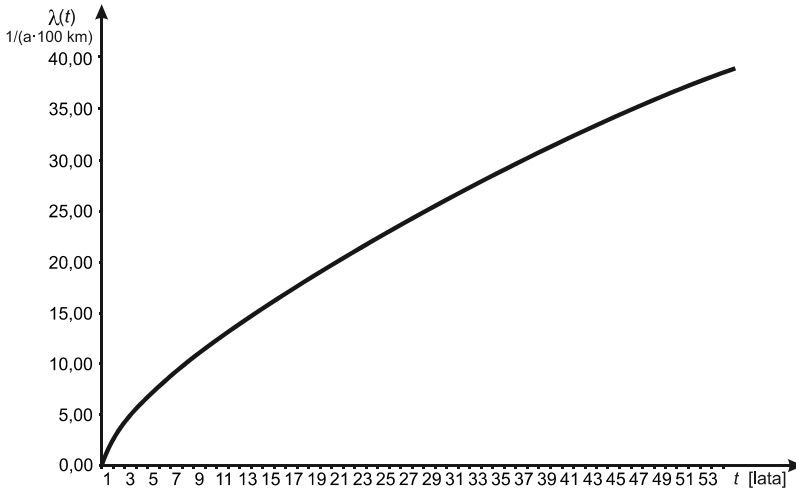
Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,6794$ oraz $b = 11,9314$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (2.8) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii kablowych nN, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 2,6119 \cdot t^{0,6794} \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (5.5)$$

Przebieg teoretyczny funkcji intensywności awarii linii kablowych nN przedstawia rysunek 5.33.

Weryfikację hipotezy o rozkładzie przeprowadzono za pomocą testu znaków (tab. 5.63). Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż rozkład funkcji intensywności awarii linii kablowych nN ma postać przedstawioną zależnością (5.5).



Rys. 5.33. Przebieg teoretycznej funkcji intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ linii kablowych nN

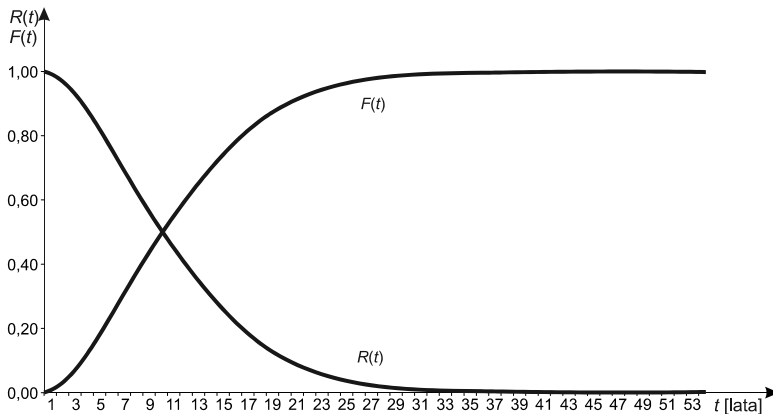
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcje niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 1 km):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{11,9314}\right)^{1,6794}} \quad (5.6)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{11,9314}\right)^{1,6794}} \quad (5.7)$$

Przebieg funkcji $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawia rysunek 5.34.



Rys. 5.34. Przebieg teoretycznej funkcji niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii kablowych nN

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych nN, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0261 \cdot t^{0,6794} \cdot e^{-\left(\frac{t}{11,9314}\right)^{1,6794}} \quad (5.8)$$

5.6.5. Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych nN

Na podstawie zależności przedstawionych w rozdziale 1.5 przeprowadzono analizę dotyczącą ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji linii kablowych nN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, jak i w oparciu o bieżące wskaźniki gospodarczo-finansowe. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięto z rozdziałów 5.6.3 oraz 5.6.4, natomiast wskaźniki gospodarcze pochodzą z krajowej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej. Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej linii kablowej nN o przekroju 70 mm²: $K_{no} = 100000,00$ PLN/km (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii),
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 1932,77$ PLN,
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii kablowej nN: $\Delta A = 755,07$ kWh,
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh,
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych z linii kablowych nN, wg [66]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh.

W tabeli 5.67 przedstawiono wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji linii kablowych nN w funkcji lat eksploatacji, dla funkcji intensywności przedstawionej w rozdziale 5.6.4 oraz przy przyjętej wartości $p = 0,08$.

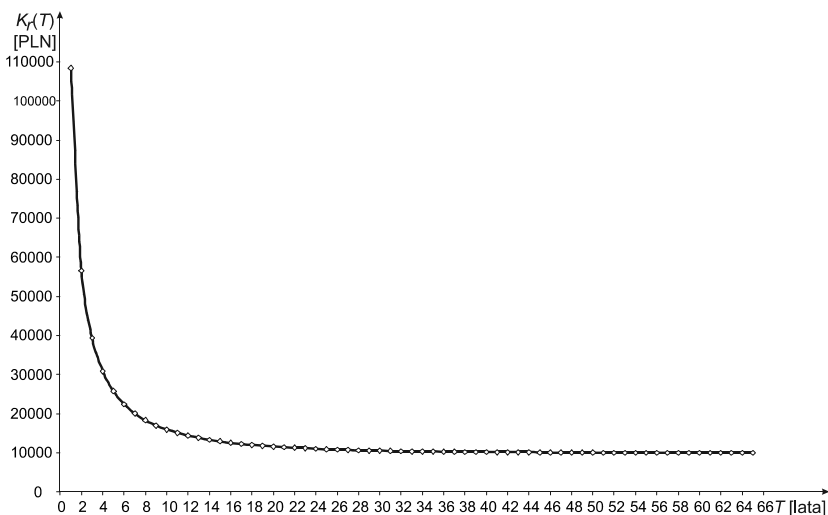
Tabela 5.67. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii kablowej niskiego napięcia przy $p = 0,08$ (dane dla odcinka linii o długości 1 km)

Kolejne lata eksploatacji T	$\lambda(t)$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot \text{km}}$	---	---	PLN
1	2	3	4	5
1	0,0261	1,0800	1,0000	108364,85
2	0,0418	0,5608	0,4808	56547,27
3	0,0551	0,3880	0,3080	39365,88
4	0,0670	0,3019	0,2219	30837,43

cd. tabeli 5.67

1	2	3	4	5
5	0,0780	0,2505	0,1705	25766,60
6	0,0882	0,2163	0,1363	22422,23
7	0,0980	0,1921	0,1121	20062,70
8	0,1073	0,1740	0,0940	18317,39
9	0,1162	0,1601	0,0801	16980,54
10	0,1248	0,1490	0,0690	15928,76
11	0,1332	0,1401	0,0601	15083,59
12	0,1413	0,1327	0,0527	14392,77
13	0,1492	0,1265	0,0465	13820,15
14	0,1569	0,1213	0,0413	13339,93
15	0,1644	0,1168	0,0368	12933,23
16	0,1718	0,1130	0,0330	12585,87
17	0,1790	0,1096	0,0296	12287,05
18	0,1861	0,1067	0,0267	12028,38
19	0,1931	0,1041	0,0241	11803,24
20	0,1999	0,1019	0,0219	11606,34
...
40	0,3202	0,0839	0,0039	10174,21
41	0,3256	0,0836	0,0036	10154,18
42	0,3310	0,0833	0,0033	10136,00
43	0,3363	0,0830	0,0030	10119,50
44	0,3416	0,0828	0,0028	10104,52
45	0,3469	0,0826	0,0026	10090,91
46	0,3521	0,0824	0,0024	10078,55
47	0,3573	0,0822	0,0022	10067,31
48	0,3624	0,0820	0,0020	10057,10
49	0,3675	0,0819	0,0019	10047,82
50	0,3726	0,0817	0,0017	10039,38
51	0,3776	0,0816	0,0016	10031,70
52	0,3827	0,0815	0,0015	10024,72
53	0,3876	0,0814	0,0014	10018,37
54	0,3926	0,0813	0,0013	10012,59
55	0,4298	0,0812	0,0012	10007,87
56	0,4669	0,0811	0,0011	10004,07
57	0,5041	0,0810	0,0010	10001,09
58	0,5412	0,0809	0,0009	9998,81
59	0,5784	0,0809	0,0009	9997,15
60	0,6155	0,0808	0,0008	9996,04
61	0,6527	0,0807	0,0007	9995,39
62	0,6898	0,0807	0,0007	9995,14
63	0,7270	0,0806	0,0006	9995,24
64	0,7641	0,0806	0,0006	9995,64

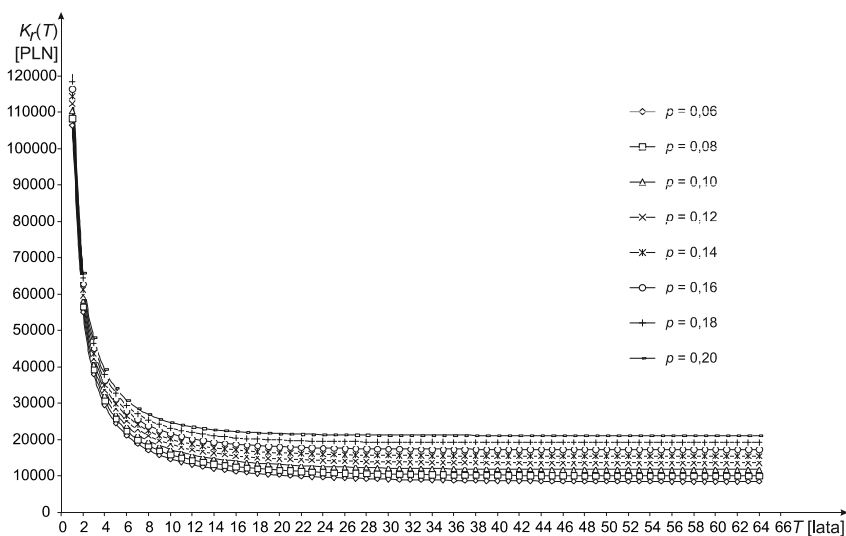
Na rysunku 5.35 przedstawiono zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii kablowych nN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 5.35. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 5.67 oraz wykres na rysunku 5.35 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 62 lata. Oznacza to, iż linia nN powinna zostać zastąpiona nową w końcu 62 roku eksploatacji. Jest to czas bardzo długi, w którym większość linii ze względów technicznych jest wymieniana na nowe. W związku z powyższym, jedynie w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 62 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

Powyższą analizę przeprowadzono dla stopy akumulacji $p = 0,08$.

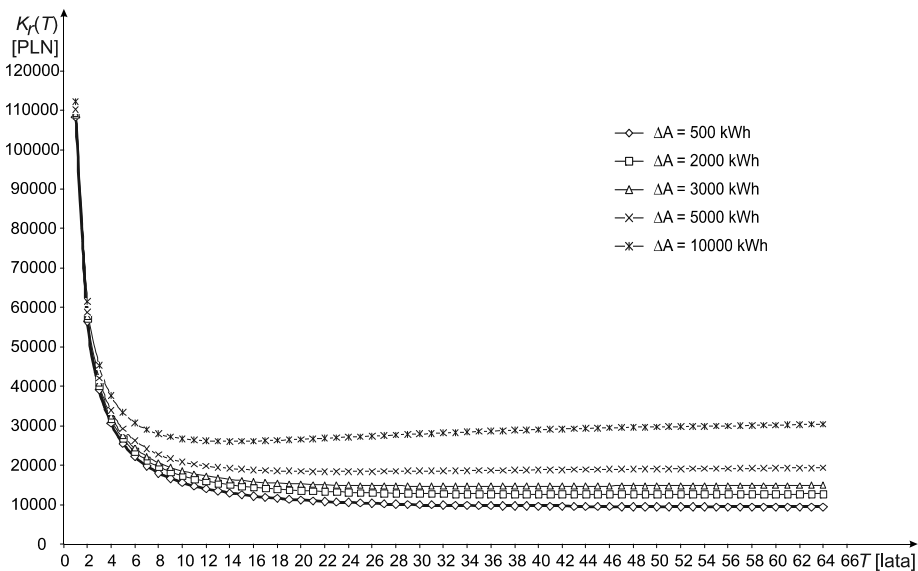


Rys. 5.36. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p

Na rysunku 5.36 przedstawiono wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania linii dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 1932,77$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 755,07$ kWh.

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 59$ lat, natomiast dla $p = 0,08$ wynosi $T = 62$ lata.

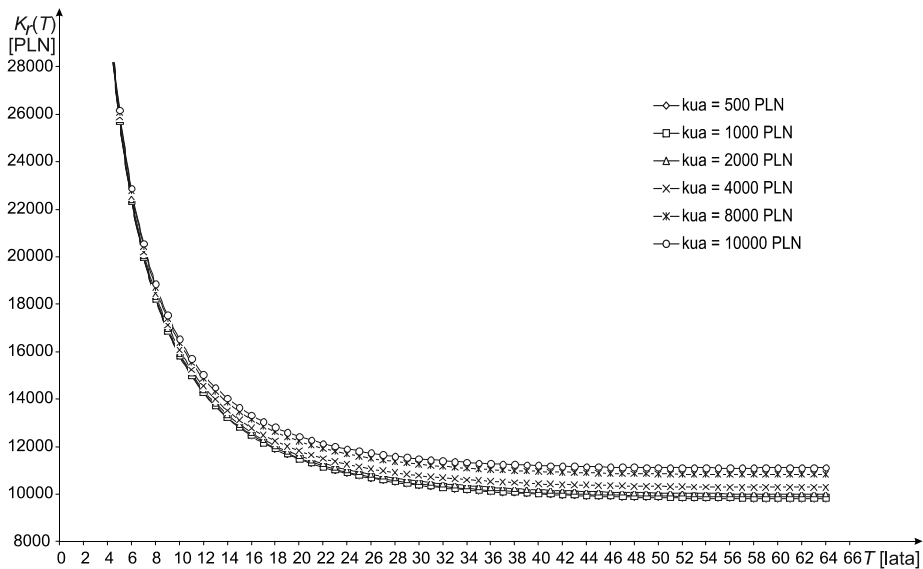
Ważnym parametrem charakteryzującym awarie linii kablowych nN jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzono analizę wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 1932,77$ PLN, przedstawiono na rysunku 5.37.



Rys. 5.37. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA przypadającej na jedną awarię

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 2000$ kWh wartość ta wynosi $T = 50$ lat, dla $\Delta A = 3000$ kWh wynosi $T = 35$ lat, natomiast dla $\Delta A = 10000$ kWh wynosi $T = 14$ lat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji linii jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 5.38 przedstawiono średnie roczne koszty eksploatacji linii kablowej nN w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 755,07$ kWh.



Rys. 5.38. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

Dla analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji linii kablowych nN zmieniał się nieznacznie. Wyniósł on 63 lata dla $k_{ua} = 1000$ PLN oraz 56 lat dla $k_{ua} = 10000$ PLN. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę ekonomicznie uzasadnionego (opłacalnego) okresu eksploatacji linii kablowych nN.

5.6.6. Obliczeniowe wskaźniki niezawodnościowe linii kablowych nN

W niniejszym rozdziale wyznaczono parametry niezawodnościowe linii kablowych nN na drodze obliczeniowej, a także jako wynik symulacji z zastosowaniem programu komputerowego działającego w oparciu o terminy rozszerzonych sieci Petriego.

Analiza w oparciu o metodę średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii

Model zawodnościowy linii kablowych niskiego napięcia do metody średniej intensywności oraz średniego czasu trwania awarii przedstawia rysunek 5.39.



Rys. 5.39. Model zawodnościowy linii kablowej niskiego napięcia (K – kabel nN, G – głowica kablowa nN, M – mufa kablowa nN)

Linie kablowe nN posiadają strukturę zawodnościową szeregową. Uszkodzenie dowolnego urządzenia, powoduje niesprawność całej linii.

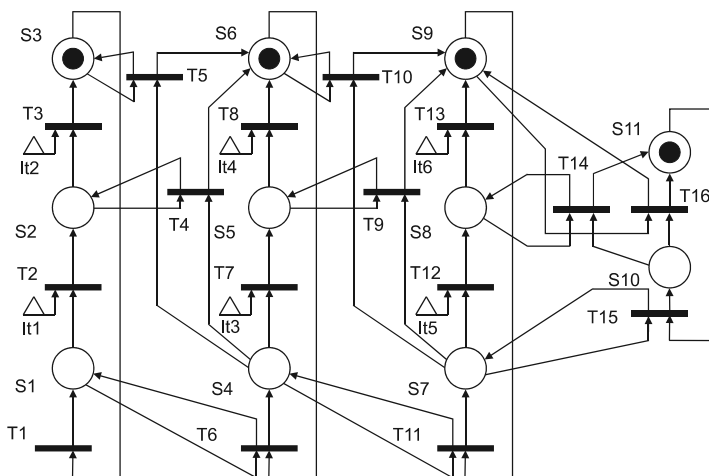
Średnie współczynniki zawodności poszczególnych urządzeń linii wyznaczone zostały w rozdziale 5.5.3. Na ich podstawie przeprowadzono obliczenia współczynników niezawodnościowych linii kablowych nN. Ich wyniki zestawiono w tabeli 5.68.

Tabela 5.68. Wartości średnie wskaźników charakteryzujących czas trwania awarii, czas trwania wyłączeń oraz czas przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii linii kablowych niskiego napięcia

Lp.	Parametr	Wartość średnia	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Współczynnik niezawodności	Średni roczny czas przebywania linii w stanie awarii / wyłączenia / przerwy
---	---	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	[1/100km]	[h/(a·100km)]
1.	Czas awarii	9,24	14,0937	$14,65 \cdot 10^{-3}$	0,98535146	128,32
2.	Czas wyłączeń awaryjnych	8,38	13,6646	$12,90 \cdot 10^{-3}$	0,98710367	112,97
3.	Czas przerw w zasilaniu odbiorców	2,86	11,3320	$3,68 \cdot 10^{-3}$	0,99631528	32,28

Analiza z wykorzystaniem symulacyjnej metody opartej na rozszerzonych sieciach Petriego

Przy wykorzystaniu rozkładów gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych na podstawie danych empirycznych pochodzących z eksploatacji elementów (rozdz. 5.5.3), przeprowadzono symulację stanów niezawodnościowych linii kablowych nN w oparciu o rozszerzone sieci Petriego. Schemat linii kablowych w terminach rozszerzonych sieci Petriego przedstawia rysunek 5.40.



Rys. 5.40. Model linii kablowej niskiego napięcia w terminach rozszerzonych sieci Petriego

Z miejscami sieci, oznaczonymi na rysunku 5.40, związane są następujące warunki pracy linii:

- S1 – kable nN pracują poprawnie,
- S2 – kable nN są uszkodzone,
- S3 – kable nN są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S4 – głowice kablowe nN pracują poprawnie,
- S5 – głowice kablowe nN są uszkodzone,
- S6 – głowice kablowe nN są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S7 – mufy kablowe nN pracują poprawnie,
- S8 – mufy kablowe nN są uszkodzone,
- S9 – mufy kablowe nN są sprawne i oczekują na załączenie (nie pracują),
- S10 – linia kablowa nN jest zdatna (nie ma awarii, nie nastąpiło wyłączenie, nie ma przerwy w zasilaniu odbiorców),
- S11 – linia kablowa nN jest niezdatna (wystąpił stan awaryjny, wyłączenie awaryjne lub przerwa w zasilaniu odbiorców).

Po przeprowadzeniu symulacji komputerowych dla założonych rozkładów funkcji gęstości prawdopodobieństwa wyznaczonych w rozdziale 5.5.3, otrzymano wyniki, które poddano obróbce statystycznej.

Na podstawie otrzymanych danych symulacyjnych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy linii, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasu przerw w zasilaniu odbiorców. Wyniki zestawiono w tabelach 5.69 oraz 5.70.

Tabela 5.69. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii kablowych nN do uszkodzenia, uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego (dla odcinka linii o długości 1 km)

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[a]	[a]			
---	[a]	[a]	[a]	[a]	---	---	---
1.	11,09	6,21	10,77	11,42	Weibulla	b = 11,4130 v = 1,7263	$\chi^2 = 5,42 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,933 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.70. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii linii kablowych nN uzyskane na drodze symulacji z wykorzystaniem rozszerzonych sieci Petriego

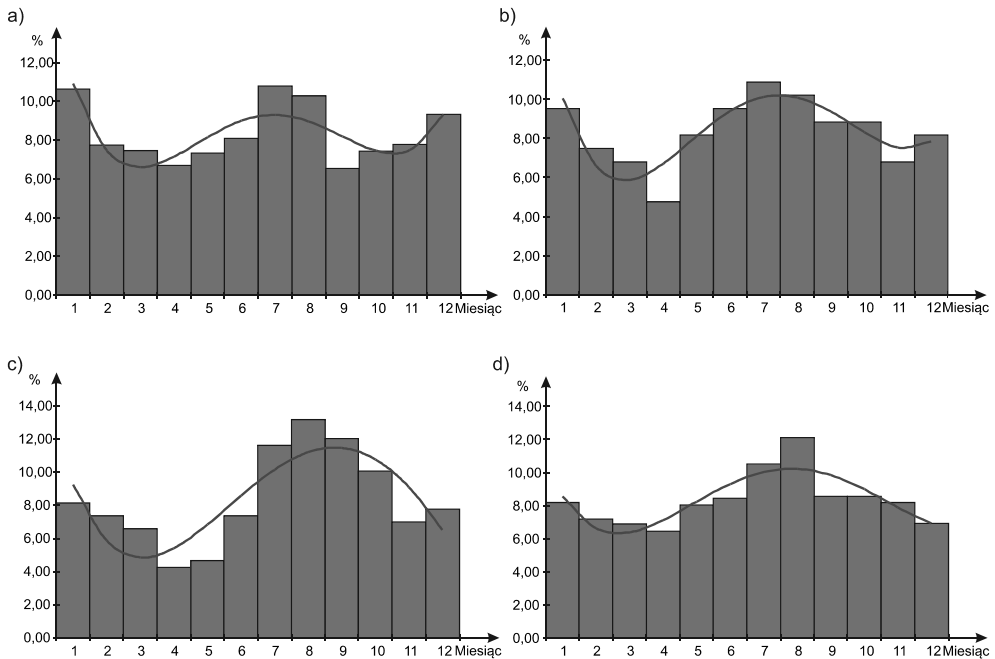
Lp.	Parametr	Wartość średnia [h]	Odczylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]		Średnia intensywność [1/(a · 100km)]	Współczynnik zawodności [1/100km]	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--		[h]	[h]	[h]	[1/(a · 100km)]	[1/100km]	--	--	--
1.	Czas trwania awarii	9,66	9,58	9,16	10,16	13,97	$15,17 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1035$	$X^2 = 2,53 < X^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 1247 < \lambda_{\alpha} = 1358$
2.	Czas trwania wyłączeń awaryjnych	8,34	8,67	7,88	8,81	13,43	$12,63 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1199$	$X^2 = 3,10 < X^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1107 < \lambda_{\alpha} = 1358$
3.	Czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców	2,68	2,33	2,55	2,82	12,14	$3,70 \cdot 10^{-3}$	Weibullia	$b = 2,0947$ $v = 0,9158$	$X^2 = 4,11 < X^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,964 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

5.7. Właściwości oraz parametry niezawodnościowe przyłączy nN

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analiz dotyczących cech oraz parametrów niezawodnościowych przyłączy elektroenergetycznych nN. Wszystkie analizy przeprowadzono w oparciu o zależności oraz według metod zaprezentowanych w rozdziale 1.5.

5.7.1. Sezonowość, przyczyny oraz skutki awarii

Na rysunku 5.41 przedstawiono w postaci histogramów częstość uszkodzeń przyłączy nN oraz ich elementów w kolejnych miesiącach roku. Zaprezentowano na nim także funkcje aproksymacyjne.



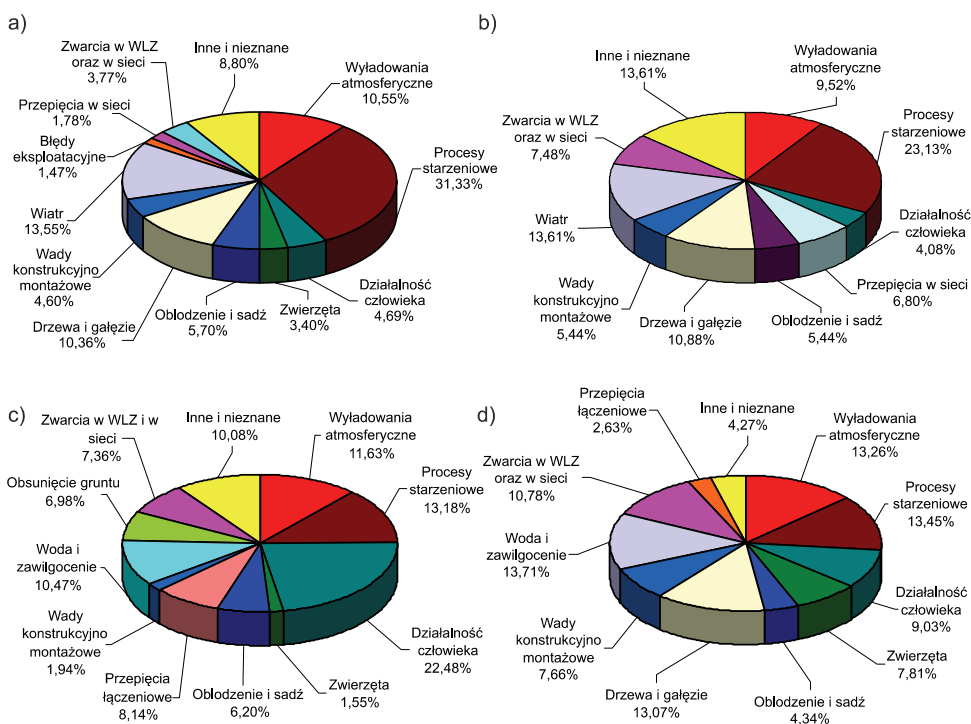
Rys. 5.41. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości uszkodzeń przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych: a) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami gołymi, b) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami izolowanymi, c) przyłączy kablowych nN, d) złączy kablowych, licznikowych oraz rozdzielnic nN

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii elementów i urządzeń, przedstawionych na rysunku 5.41, zawiera tabela 5.71. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 5.71. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii przyłączy nN oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Przyłącza napowietrzne gołe	0,0116	-0,3160	2,9037	-10,1248	18,4453	0,80
Przyłącza napowietrzne izolowane	0,0108	-0,3114	2,9781	-10,3843	17,7627	0,87
Przyłącza kablowe	0,0044	-0,1758	2,1238	-8,5857	15,8846	0,83
Złącza kablowe, licznikowe oraz szafki rozdzielcze nN	0,0056	-0,1746	1,7483	-6,0307	12,9957	0,85

Na rysunku 5.42 przedstawiono procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń przyłączy nN.

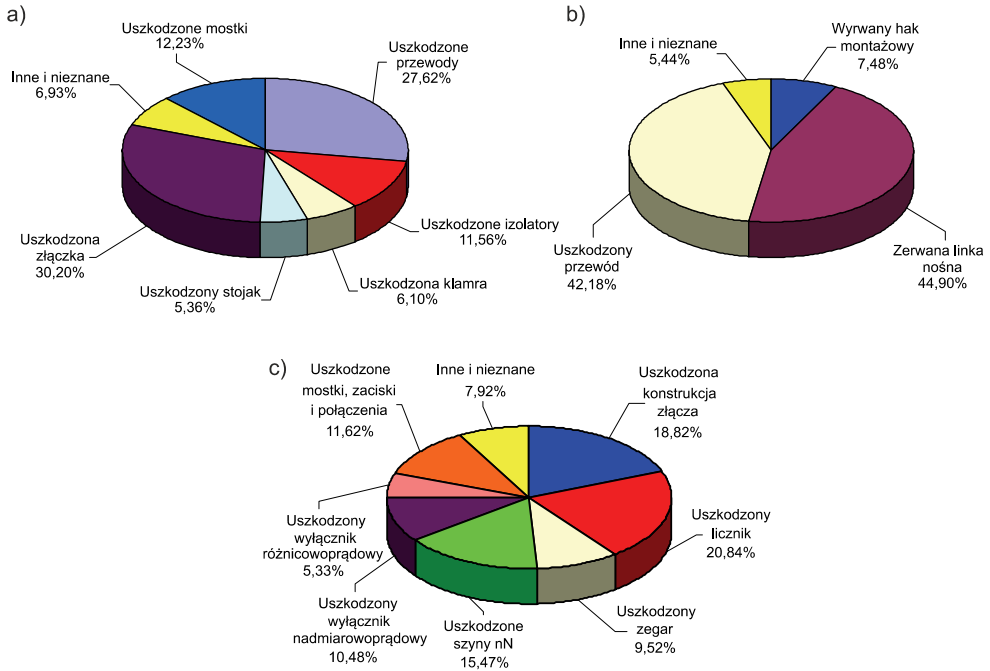


Rys. 5.42. Procentowy udział przyczyn awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych: a) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami gołymi, b) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami izolowanymi, c) przyłączy kablowych nN, d) złączy kablowych, licznikowych oraz rozdzielnic nN

Na rysunku 5.43 przedstawiono procentowy udział skutków uszkodzeń przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych.

Uszkodzenia przyłączy kablowych niskiego napięcia, polegają najczęściej na powstaniu zwarć doziemnych lub międzyfazowych. Może się to odbywać na dro-

dze mechanicznej (uszkodzenie kabla w wyniku prac ziemnych, uszkodzenie przez sadź na podejściach kabli do stacji lub konstrukcji wsporczych) ale także w wyniku procesów starzeniowych (stopniowe osłabienie izolacji prowadzące do jej przebi-cia). Rzadziej zdarzają się przypadki braku ciągłości żył kabli nN bez widocznego uszkodzenia izolacji. Są to jednak sytuacje w których dość trudno jest zlokalizować miejsce uszkodzenia.

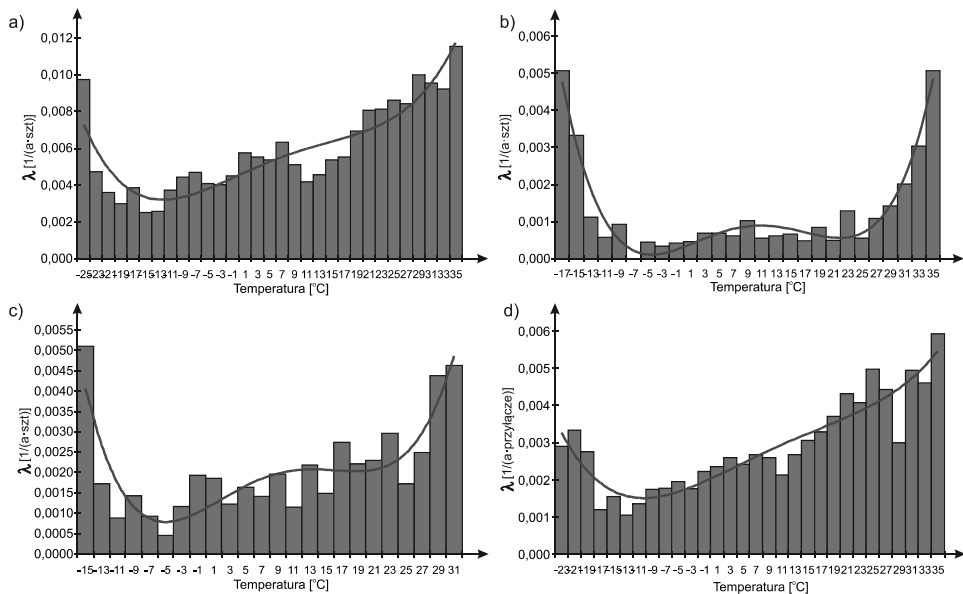


Rys. 5.43. Procentowy udział skutków awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych: a) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami gołymi, b) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami izolowanymi, c) złączy kablowych, licznikowych oraz rozdzielnic nN

5.7.2. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii urządzeń

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych. Otrzymane wyniki przedstawia rysunek 5.44.

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rysunku 5.44, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rysunku 5.44, zawiera tabela 5.72. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.



Rys. 5.44. Zależność intensywności awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych od temperatury otoczenia: a) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami gołymi, b) przyłączy napowietrznych nN wykonanych przewodami izolowanymi, c) przyłączy kablowych nN, d) złączy kablowych, licznikowych oraz rozdzielnic nN

Tabela 5.72. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii przyłączy nN oraz elementów w nich eksploatowanych w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	
	[10 ⁻⁸]	[10 ⁻⁸]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	
Przyłącza napowietrzne gołe	0,83	-23,43	-42,13	153,67	4501,24	0,92
Przyłącza napowietrzne izolowane	1,78	-67,07	328,31	74,49	311,98	0,97
Przyłącza kablowe	2,15	-77,65	385,10	107,80	1119,63	0,86
Złącza kablowe, licznikowe oraz szafki rozdzielcze nN	0,30	-12,87	126,52	80,73	2027,70	0,91

5.7.3. Współczynniki i funkcje niezawodnościowe urządzeń

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzono weryfikację parametryczną oraz nieparametryczną czasu poprawnej pracy do uszkodzenia, czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, dla urządzeń eksploatowanych w przyłączach nN.

Na podstawie dostępnych danych ekonomiczno-finansowych wyznaczono także koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awariami tych urządzeń.

Przylącza napowietrzne wykonane przewodami gołymi

Przylącza napowietrzne niskiego napięcia wykonane przewodami gołymi należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.73–5.75.

Tabela 5.73. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi, do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	24,40	Normalny	$m = 24,3964$ $\sigma = 11,7900$	$l_0 = \min(t; f) = \min(24, 32) = 24;$ $l_0 = 24 > 20 = l_\alpha; l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 20)$

Tabela 5.74. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,45	12,52	10,02	10,88	$82,54 \cdot 10^{-4}$	$9,85 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,7721$ $\sigma = 1,0781$	$\chi^2 = 6,81 < \chi_\alpha^2 = 7,26$ $\lambda = 1,217 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_{wa}	6,48	7,91	6,20	6,76	$78,14 \cdot 10^{-4}$	$5,78 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 1,1255$ $\sigma = 1,2609$	$\chi^2 = 4,69 < \chi_\alpha^2 = 5,89$ $\lambda = 0,999 < \lambda_\alpha = 1,358$
t_p	6,25	7,67	5,96	6,53	$70,35 \cdot 10^{-4}$	$5,02 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 4,2741$ $v = 0,6727$	$\chi^2 = 3,95 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 1,073 < \lambda_\alpha = 1,358$

Tabela 5.75. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	33,65	42,29	32,08	35,23	Log norm.	$m = 2,5624$ $\sigma = 1,5825$	$\chi^2 = 4,67 < \chi_\alpha^2 = 5,23$ $\lambda = 0,988 < \lambda_\alpha = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi: $u = 0,95$, $k = 0,59$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przyłączy napowietrznych gołych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.76.

Tabela 5.76. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2055,28	1956,31	1988,12	2122,44	Wykład.	$\lambda = 4,87 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 6,47 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,971 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	396,43	498,15	377,90	414,95	Weibulla	$b = 292,58$ $v = 0,7449$	$\chi^2 = 3,54 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,017 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przyłącza napowietrzne nN wykonane przewodami izolowanymi

Przyłącza napowietrzne niskiego napięcia wykonane przewodami izolowanymi należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.77–5.79.

Tabela 5.77. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi, do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	27,33	Normalny	$m = 27,3265$ $\sigma = 9,9124$	$l_0 = \min(t, t) = \min(23, 28) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.78. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	10,52	8,98	9,05	11,98	$9,80 \cdot 10^{-4}$	$1,18 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,0951$	$\chi^2 = 2,99 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,117 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,98	6,44	5,88	8,08	$8,86 \cdot 10^{-4}$	$0,71 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	$b = 6,5813$ $v = 0,9531$	$\chi^2 = 5,86 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,116 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,45	5,55	5,45	7,45	$8,00 \cdot 10^{-4}$	$0,59 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1550$	$\chi^2 = 5,09 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,834 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.79. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	38,75	32,96	32,79	44,71	Weibulla	b = 40,3817 v = 0,9673	$\chi^2 = 6,60 < \chi_{\alpha}^2 = 7,96$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi: $u = 0,90$, $k = 0,60$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przyłączy napowietrznych izolowanych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.80.

Tabela 5.80. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia przyłączy napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2139,32	1424,02	1907,19	2371,44	Weibulla	b = 1935,11 v = 1,4601	$\chi^2 = 5,55 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 0,921 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	456,49	388,21	386,31	526,66	Wykład.	$\lambda = 21,91 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 5,17 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 0,667 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Przyłącza kablowe nN

Przyłącza kablowe niskiego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.81–5.83.

Tabela 5.81. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy przyłączy kablowych niskiego napięcia, do uszkodzenia

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	17,62	Weibulla	b = 19,8518 v = 1,8895	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(23, 29) = 23$; $l_0 = 23 > 18 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 18)$

Tabela 5.82. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia przyłączy kablowych niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]					
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	---	---	---
t_a	12,97	9,23	11,84	14,10	$26,38 \cdot 10^{-4}$	$3,91 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 2,3181$ $\sigma = 0,7440$	$\chi^2 = 6,42 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 1,264 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	6,88	6,19	6,11	7,65	$25,87 \cdot 10^{-4}$	$2,03 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1453$	$\chi^2 = 5,09 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,968 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	6,02	6,35	5,19	6,85	$23,42 \cdot 10^{-4}$	$1,61 \cdot 10^{-6}$	Wykład.	$\lambda = 0,1661$	$\chi^2 = 1,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,947 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.83. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia przyłączy kablowych niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	30,96	31,02	26,92	35,00	Weibulla	$b = 26,5794$ $v = 0,8535$	$\chi^2 = 5,51 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,077 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla przyłączy kablowych niskiego napięcia: $u = 0,98$, $k = 0,52$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią przyłączy kablowych niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.84.

Tabela 5.84. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia przyłączy kablowych nN

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	2521,92	1524,69	2334,99	2708,84	Log norm.	$m = 7,6740$ $\sigma = 0,5637$	$\chi^2 = 6,52 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,826 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	364,67	365,36	317,10	412,24	Wykład.	$\lambda = 27,42 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 4,15 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,227 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Złącza kablowe, licznikowe oraz szafki rozdzielcze nN

Złącza kablowe, szafy licznikowe oraz rozdzielnice niskiego napięcia należą do grupy urządzeń odnawialnych. W razie uszkodzenia są naprawiane. Odnowie podlega tylko uszkodzone urządzenie lub element. Tylko w przypadku znacznych zniszczeń istnieje konieczność budowy nowego złącza.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej analizowanych parametrów niezawodnościowych przedstawiają tabele 5.85–5.87.

Tabela 5.85. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia (określone dla jednego przyłącza)

Lp.	Wartość oczekiwana	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[a]	---	---	---
1.	20,75	Weibulla	b = 23,4318 v = 2,1482	$l_0 = \min(t^*, t) = \min(19, 27) = 19$; $l_0 = 19 > 15 = l_{\alpha}$; $l_0 \notin R_{\alpha} = (-\infty, 15)$

Tabela 5.86. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a , czasu trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} oraz czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców t_p w wyniku uszkodzenia złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia

Czas	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100km)]	[1/100km]	---	---	---
t_a	20,10	24,67	19,16	21,05	$40,82 \cdot 10^{-4}$	$9,37 \cdot 10^{-6}$	Weibulla	b = 15,1143 v = 0,8428	$\chi^2 = 5,39 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,171 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_{wa}	15,38	19,14	14,64	16,12	$40,36 \cdot 10^{-4}$	$7,09 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 2,0982 $\sigma = 1,1687$	$\chi^2 = 6,25 < \chi_{\alpha}^2 = 6,57$ $\lambda = 1,247 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
t_p	7,83	9,82	7,42	8,23	$35,30 \cdot 10^{-4}$	$3,16 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	m = 1,3660 $\sigma = 1,2666$	$\chi^2 = 5,76 < \chi_{\alpha}^2 = 7,96$ $\lambda = 0,907 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela 5.87. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	29,90	33,95	28,50	31,30	Wykład.	$\lambda = 0,0334$	$\chi^2 = 6,48 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 1,259 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Wartości współczynników u oraz k wynoszą dla złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia: $u = 0,99$, $k = 0,45$.

Koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z awarią złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia zestawiono w tabeli 5.88.

Tabela 5.88. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów k_d oraz kosztów strat u odbiorców energii k_o na skutek uszkodzenia złączy kablowych, szaf licznikowych oraz rozdzielnic niskiego napięcia

Koszty	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
k_d	3699,04	3722,52	3556,57	3841,50	Weibulla	$b = 3141,95$ $v = 0,8384$	$\chi^2 = 5,02 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,303 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
k_o	352,22	399,90	335,76	368,68	Weibulla	$b = 358,35$ $v = 0,9143$	$\chi^2 = 1,81 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 1,082 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Podsumowanie i wnioski końcowe

Sieci dystrybucyjne są końcowym elementem złożonego i rozbudowanego systemu elektroenergetycznego. Są one układami bardzo skomplikowanymi. Na ich pracę wpływa olbrzymia liczba czynników, spośród których wiele, także tych najważniejszych, ma charakter losowy. Ponadto sieci dystrybucyjne mają charakter dynamiczny, zarówno pod względem struktury i zainstalowanych urządzeń, jak i pod względem obciążenia oraz warunków środowiskowych, w jakich pracują. Sytuacja taka powoduje, iż modelowanie całego systemu dystrybucyjnego nie ma większego sensu, gdyż zawsze otrzymane wyniki będą obciążone wieloma warunkami (założeniami) upraszczającymi, a więc także znacznymi błędami. Sensowne wydaje się natomiast modelowanie oraz badanie wskaźników statystycznych poszczególnych elementów (urządzeń) tego systemu oraz jego wydzielonych fragmentów. Analizy takie są konieczne chociażby ze względu na określenie strategii rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnych. Złożoność problemu, jego stopień trudności oraz pracochłonność spowodowały, że prace dotyczące tego zagadnienia mają zazwyczaj charakter akademicki. Omawiają podstawy teoretyczne oraz przedstawiają modele matematyczne, bez odniesienia do konkretnych sieci oraz ich wskaźników.

W niniejszej pracy przedstawiono wyniki analiz niezawodnościowych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Uwzględniono w nich stacje 110 kV/SN, sieci SN oraz sieci nN. Analiza oparta została na bardzo dużej próbie statystycznej eksploatowanych urządzeń elektroenergetycznych. Dane, które posłużyły do przeprowadzenia analiz pochodzą z długiego okresu czasu (15 lat dla linii SN oraz 10 lat dla pozostałych urządzeń). Ze względu na fakt, iż autor osobiście zbierał i opracowywał dane statystyczne, jest przekonany o ich bardzo dużej wiarygodności.

Głównym celem pracy było wyznaczenie aktualnych wskaźników, funkcji oraz cech niezawodnościowych urządzeń oraz obiektów eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych. Rozwój technik komputerowych spowodował, iż w teorii niezawodności do oceny urządzeń i obiektów stworzono wiele nowych metod badawczych (sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i Monte Carlo, sieci Petriego, itp.). Jednocześnie do weryfikacji tych metod, jako dane wejściowe, wykorzystywane są wskaźniki niezawodnościowe urządzeń, cytowane w wielu publikacjach naukowych, a pochodzące z analiz przeprowadzonych trzydzieści, a nawet czterdzieści lat temu. W związku z postępem, jaki nastąpił w dziedzinie inżynierii materiałowej, technologii wytwarzania urządzeń elektroenergetycznych, a także w wyniku znacznych zmian obciążenia systemu, wskaźniki te nie odzwierciedlają rzeczywi-

stych parametrów niezawodnościowych aktualnie eksploatowanych urządzeń. Wykorzystanie ich więc, w nawet bardzo dokładnych i szczegółowych algorytmach obliczeniowych, daje błędne wyniki. Podjęte na ich podstawie decyzje strategiczne, dotyczące inwestycji lub zarządzania sieciami dystrybucyjnymi, nie przynoszą oczekiwanych korzyści, a nawet mogą spowodować znaczne straty (nie tylko materialne). Problem wyznaczenia aktualnych parametrów niezawodnościowych urządzeń dystrybucyjnych ma więc pierwszoplanowe znaczenie.

Od kilkunastu lat do sieci dystrybucyjnych przyłącza się coraz to nowe źródła energii elektrycznej (małe elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe, itp.). W takiej sytuacji konieczna jest wnikliwa analiza wpływu lokalnego źródła energii na wskaźniki niezawodnościowe sieci, zwłaszcza te charakteryzujące ciągłość zasilania odbiorców. Przeprowadzenie takiej analizy nie jest możliwe bez znajomości aktualnych wskaźników niezawodnościowych poszczególnych urządzeń pracujących w sieci dystrybucyjnej.

W rozdziale pierwszym przedstawiono problem niezawodności sieci i stacji elektroenergetycznych na tle literatury krajowej oraz zagranicznej. W oparciu o dane z Rocznika Statystycznego Rzeczypospolitej Polskiej oraz Statystyki Elektroenergetyki Polskiej przedstawiono wskaźniki liczbowe charakteryzujące sieci dystrybucyjne na tle całego systemu elektroenergetycznego. Omówiono także cel, zakres i podział niniejszej pracy. W rozdziale tym zaprezentowano wybór badanych w pracy wskaźników oraz cech niezawodnościowych urządzeń.

Rozdziały od 2 do 5 zawierają wyniki przeprowadzonych analiz oraz obliczeń. Prezentują najważniejsze wskaźniki oraz funkcje i cechy odnoszące się do niezawodności urządzeń oraz układów elektroenergetycznych. W rozdziale 2 przedstawiono dane stacji 110kV/SN oraz rozdzielni systemowych RS, w rozdziale 3 sieci SN, w rozdziale 4 stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN, natomiast w rozdziale 5 sieci nN.

W rozdziałach tych przedstawiono krótką charakterystykę analizowanych obiektów (stacji, linii, itp.). Zaprezentowano podstawowe wskaźniki niezawodnościowe, jak na przykład współczynnik zawodności, średnia intensywność, średni czas trwania stanu zakłóceniewego, itp. Przedstawiono także rozkłady gęstości prawdopodobieństwa analizowanego parametru (czasu, energii, kosztów). Analizie poddano niezależnie czas trwania awarii, czas trwania wyłączenia awaryjnego urządzenia lub obiektu, czas trwania awaryjnej przerwy w zasilaniu odbiorców, domniemaną wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia oraz koszty strat u dystrybutora, jak i u odbiorców energii elektrycznej. Dla ważniejszych urządzeń (transformatory, kable), a także dla scalonych obiektów (stacje, linie) wyznaczono podstawowe funkcje niezawodnościowe, tzn. funkcję intensywności awarii, funkcję niezawodności oraz funkcję trwałości (zawodności). Na ich podstawie określono oczekiwany czas poprawnej pracy urządzenia lub obiektu. Na podstawie otrzymanych wskaźników i funkcji oraz danych ekonomiczno-finansowych pochodzących ze spółek dystrybucyjnych, określono także ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji.

Analizie poddano ponadto sezonowość występowania, domniemane przyczyny oraz skutki awarii. Przeprowadzono także badania wpływu temperatury otoczenia na intensywność awarii. Analiza tego typu, w której na podstawie danych empirycznych wyznaczono konkretne postacie funkcyjne, jest pierwszą, według wiedzy autora, zarówno w literaturze krajowej, jak i zagranicznej.

Ze względu na zróżnicowanie struktury obiektów oraz odmienne warunki środowiskowe, a także inną charakterystykę obciążenia w rozdziale 4 przeprowadzono niezależne analizy dla stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN terenowych (napowietrznych) oraz miejskich (wnętrzowych).

Analizując uzyskane w pracy wyniki można sformułować pewne ogólne wnioski dotyczące niezawodności sieci dystrybucyjnych oraz urządzeń w nich eksploatowanych:

1. Badania w zakresie rocznej zmienności intensywności awarii wykazały, iż dla wszystkich analizowanych urządzeń okresem wzmożonej zawodności jest okres letni. Dla pewnej grupy rozpatrywanych urządzeń występuje także drugi okres podwyższonej zawodności w zimie.
2. Roczna zmienność intensywności awarii jest znacznie mniejsza dla urządzeń eksploatowanych wewnątrzowo.
3. Głównymi przyczynami awarii urządzeń są procesy starzeniowe oraz wyładowania atmosferyczne.
4. W okresie letnim najwięcej awarii jest powodowanych przez wyładowania atmosferyczne, natomiast w okresie zimowym przez oblodzenie, śnieg i burze śnieżne.
5. Znaczna liczba awarii jest powodowana przez zwierzęta, głównie gryzonie (stacje wewnętrzne) i ptaki (stacje i linie napowietrzne).
6. W odniesieniu do dwóch poprzednich punktów, należy stwierdzić, iż przez właściwe zabezpieczenie urządzeń przed wyładowaniami atmosferycznymi oraz przed zwierzętami (głównie szyn zbiorczych i transformatorów), można w zdecydowanym stopniu ograniczyć liczbę awarii.
7. Ponieważ liczba awarii powodowanych przez wyładowania atmosferyczne jest bardzo duża, należy domniemywać, iż stosowane układy ochrony odgromowej oraz przeciwprzepięciowej są nieskuteczne, co może mieć związek z ich niewłaściwym wykonaniem lub błędami eksploatacyjnymi obsługi.
8. Wiele awarii powstaje na skutek działalności człowieka, przy czym wyróżnić tu można działanie przypadkowe (uszkodzenia kabli podczas prac ziemnych, uszkodzenia słupów lub zerwanie linii w przypadku prac prowadzonych w ich pobliżu lub podczas wycinki drzew), jak i celowe (zarzutki na liniach napowietrznych, kradzieże transformatorów, itp.).
9. Analiza zmienności intensywności awarii w funkcji temperatury otoczenia wykazała, iż zarówno dla temperatur niskich, jak i dla wysokich (przy czym zakres temperatur jest różny dla różnych urządzeń) intensywność awarii wzrasta. Minimum osiąga dla temperatur średnich.

10. Zależność intensywności awarii od temperatury otoczenia należy wiązać z wieloma czynnikami. Przede wszystkim istnieje znaczna korelacja między temperaturami wysokimi a wylądowaniami atmosferycznymi, a także między temperaturami niskimi a występowaniem na urządzeniach oblodzenia i sadzi. Są to czynniki, które powodują znaczną część awarii. Ponadto w przypadku temperatur wysokich występują utrudnione warunki chłodzenia urządzeń, co przy znacznym ich obciążeniu może doprowadzić do przekroczenia temperatur dopuszczalnych. Z kolei przy temperaturach niskich zmniejsza się plastyczność większości materiałów zarówno izolacyjnych, jak i przewodników. Powoduje to, iż nawet niewielkie siły zewnętrzne są w stanie je uszkodzić. Także materiały smarne występujące w połączeniach ruchomych tracą częściowo swoje cechy. W połączeniu ze zmniejszeniem się gabarytów elementów stanowiących połączenie ruchome (rozszerzalność temperaturowa) powoduje to znaczne opory występujące w czasie ruchu i może doprowadzić do uszkodzenia. Bardzo niebezpiecznym zjawiskiem występującym przy wysokich temperaturach, zwłaszcza dla elementów porcelanowych (izolatory, odgromniki) jest ich gwałtowne schłodzenie przez deszcz, po uprzednim długotrwałym nagrzewaniu. Analogiczna sytuacja ma miejsce dla odgromników pracujących w bardzo niskich temperaturach. Jeżeli, przy znacznym schłodzeniu izolatora odgromnika, nastąpi w nim zapłon łuku (np. na skutek przepięcia w sieci) może dojść do jego uszkodzenia w wyniku znacznej różnicy temperatury powierzchni wewnętrznej oraz zewnętrznej. Kolejnym zjawiskiem, które niekorzystnie wpływa na stan techniczny urządzeń, a związane jest z ekstremalnymi temperaturami otoczenia jest cykliczna zmiana temperatury. W okresie letnim podczas upałów elementy urządzeń nagrzewane są w ciągu dnia. W nocy temperatury są znacznie niższe, co powoduje ich schładzanie. Takie cykliczne zmiany, przy niejednakowej rozszerzalności temperaturowej różnych materiałów mogą prowadzić do rozszczelnienia (np. kadzie transformatorów) lub poluzowania (np. zestyki łączników) podzespołów urządzeń elektroenergetycznych. W przypadku układów izolacyjnych uwarstwionych (np. głowice kablowe, mufty, itp.) możliwym mechanizmem uszkodzenia przy niskich temperaturach jest zniszczenie izolacji w wyniku zamarzania wilgoci w niej zawartej. Z kolei przewody linii napowietrznych, w okresie niskich temperatur, zmniejszają swoją długość, co zwiększa siłę ich naciągu. W przypadku jakichkolwiek defektów konstrukcji wsporczych lub izolatorów może to doprowadzić do awarii. Przy niskich temperaturach występują częste problemy z instalacjami sprężonego powietrza, zwłaszcza z zaworami ciśnieniowymi, które zamarzają i w przypadku zadziałania ulegają uszkodzeniu. Analogiczna sytuacja występuje dla części ruchomych urządzeń elektroenergetycznych. Przy niskich temperaturach przymarzają do siebie i przy próbie wzajemnego przemieszczenia często ulegają uszkodzeniu.
11. W ujęciu ilościowym najmniej awarii było w stacjach 110 kV/SN, następnie w liniach SN i stacjach SN/nN. Najwięcej awarii miało miejsce w sieciach ni-

skiego napięcia. Ze względu na duże moce zainstalowanych urządzeń oraz znaczny zasięg awarii, największe skutki gospodarcze w postaci niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej, kosztów strat u odbiorców oraz dystrybutorów energii mają uszkodzenia elementów stacji 110 kV/SN, natomiast najmniejsze elementów sieci nN.

12. Czasy trwania awarii występujących w sieciach dystrybucyjnych, mieszczą się w bardzo szerokim zakresie, od kilkunastu minut do kilku dni. W analizowanym okresie czasu wystąpiło kilkadziesiąt awarii trwających od kilku do kilkunastu dni, natomiast pojedyncze awarie trwały nawet ponad 20 dni. Te wielodniowe przypadki awarii występują z przyczyn techniczno-organizacyjnych i nie są równoważne z czasem trwania przerw w zasilaniu odbiorców.
13. Dla wszystkich analizowanych urządzeń średni czas trwania wyłączeń awaryjnych jest krótszy niż średni czas trwania awarii. Na stan taki ma wpływ przede wszystkim, coraz powszechniejsze wykonywanie prac pod napięciem oraz fakt, iż nie każda awaria powoduje samoczynne wyłączenie urządzenia. W takim przypadku jest ono wyłączane dopiero przez obsługę na czas usuwania awarii, o ile istnieje taka konieczność.
14. Średnie czasy trwania przerw w zasilaniu odbiorców, także są krótsze od czasów trwania awarii. Na taki stan ma wpływ możliwość rezerwowego zasilania odbiorców w przypadku układów posiadających rezerwę oraz, o czym już wspomniano, wykonywanie prac naprawczych pod napięciem.
15. Zarówno intensywności wyłączeń awaryjnych urządzeń, jak i przerw w zasilaniu odbiorców są mniejsze niż intensywności awarii. Wskazuje na to między innymi współczynnik u , który dla wszystkich rozpatrywanych urządzeń ma wartość mniejszą od 1. Sytuacja taka jest związana z tym, iż nie każda awaria urządzenia powoduje jego wyłączenie awaryjne, czy też przerwę w zasilaniu odbiorców.
16. Porównując aktualne intensywności awarii poszczególnych urządzeń eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych, wyznaczone w niniejszym opracowaniu, z odpowiednimi wartościami dostępnymi w literaturze [186, 202, 203, 246, 250, 251, 377, 378, 379], a uzyskiwanymi na podstawie danych empirycznych z lat sześćdziesiątych oraz siedemdziesiątych ubiegłego wieku, należy stwierdzić, iż w wyniku zmian technologicznych w produkcji urządzeń, przy jednoczesnym znacznym postępie w inżynierii materiałowej, intensywność awarii poszczególnych urządzeń jest znacznie mniejsza.
17. Analizując czas trwania awarii można zauważyć, iż jego wartość średnia w przypadku niektórych urządzeń uległa skróceniu, w innych przypadkach jest porównywalna, natomiast w wybranych jest wręcz większa, niż wartości dostępne w literaturze [186, 202, 203, 246, 250, 251, 377, 378, 379]. W przypadkach, w których awarie powodują przerwy w zasilaniu odbiorców i nie ma możliwości ich zasilania rezerwowego, awarie są usuwane niezwłocznie, w jak najkrótszym czasie przez brygady eksploatacyjne. W takich przypadkach czas

awarii jest stosunkowo krótki. Wynika to między innymi z lepszego wyposażenia brygad w sprzęt, narzędzia oraz urządzenia pomiarowe, niż miało to miejsce w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego wieku. W przypadkach, gdy awaria nie powoduje przerwy w zasilaniu odbiorców lub są oni zasilani rezerwowo z sieci, która jest w stanie przenosić zwiększone obciążenie długotrwale, awaria usuwana jest w terminie późniejszym, dogodnym dla służb eksploatacyjnych. Tego typu awarie uwzględniane w łącznej statystyce zawyżają wartość średnią czasu trwania awarii.

18. Porównując otrzymane w opracowaniu domniemane wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców z wartościami przedstawianymi w literaturze można zauważyć, iż wartości te są obecnie znacznie większe. Jest to spowodowane głównie większym poborem mocy z układów sieciowych niż miało to miejsce czterdzieści czy pięćdziesiąt lat temu. W związku z tym, nawet najkrótsza przerwa w zasilaniu odbiorcy powoduje aktualnie, przy dużej wartości mocy ograniczonej, znaczną wartość niedostarczonej do odbiorcy energii.
19. W literaturze dotyczącej niezawodności elektroenergetycznych układów dystrybucyjnych, bardzo często autorzy, w celu określenia strat wynikających dla odbiorców i dystrybutorów energii elektrycznej z przerw w zasilaniu energią elektryczną, posługują się czasami trwania awarii, intensywnościami awarii oraz średnim spodziewanym rocznym czasem trwania awarii. Jak wykazała analiza przeprowadzona w pracy, nie jest to podejście słuszne, gdyż parametry charakteryzujące czas trwania awarii nie są równoważne z parametrami charakteryzującymi czas przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej. W związku z powyższym w celu określenia strat gospodarczych u odbiorców energii należy posługiwać się parametrami niezawodnościowymi dotyczącymi czasu trwania przerw w zasilaniu energią elektryczną, a nie czasu trwania awarii. Czasem trwania awarii można posługiwać się jedynie w przypadku szacowania strat u dystrybutorów, bowiem od tego wskaźnika zależą koszty pracy monterów, koszty pracy sprzętu, itp.
20. Te same urządzenia elektroenergetyczne eksploatowane w odmiennych warunkach środowiskowych posiadają różne wskaźniki oraz cechy niezawodnościowe, co uwarunkowane jest wpływem otoczenia na ich pracę. Jak pokazała analiza, której wyniki zawarto w niniejszym opracowaniu, urządzenia eksploatowane w stacjach 110 kV/SN, w ciągach liniowych SN oraz w stacjach wewnętrznych i napowietrznych SN/nN różnią się właściwościami niezawodnościowymi.
21. Metoda symulacyjna oparta na rozszerzonych sieciach Petriego daje bardzo obszerną informację niezawodnościową o analizowanym obiekcie. Przede wszystkim możliwe jest uzyskanie funkcji zawodności oraz niezawodności. Metoda ta wymaga jednak znajomości rozkładów gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy oraz czasu trwania awarii elementów (urządzeń) składowych badanego obiektu.

W dalszej części przedstawione zostaną wnioski odnoszące się do poszczególnych podsystemów sieci dystrybucyjnych, tzn. stacji 110 kV/SN, linii SN, stacji SN/nN oraz sieci nN.

Stacje 110 kV/SN:

22. Największą liczbę awarii w stacjach 110 kV/SN oraz w rozdzielniach RS powodują układy EAZiS, głowice kablowe SN, izolatory SN oraz wyłączniki 110 kV. W układach 110 kV najczęściej uszkodzają się właśnie wyłączniki 110 kV, następnie odłączniki 110 kV oraz izolatory 110 kV.
23. Spośród urządzeń stacji 110 kV/SN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się baterie kondensatorów SN, przekładniki prądowe 110 kV oraz odgromniki 110 kV. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają transformatory 110 kV/SN, izolatory SN oraz izolatory 110 kV.
24. Najkrótszy czas trwania awarii występuje w przypadku uszkodzenia izolatorów SN, odgromników SN oraz odłączników SN. Najdłuższy czas trwania awarii występuje, gdy uszkodzeniu ulegną elementy konstrukcyjne stacji, izolatory 110 kV oraz transformatory 110 kV/SN.
25. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia przekładników prądowych 110 kV, układów EAZiS oraz izolatorów SN. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują, gdy uszkodzeniu ulegną wyłączniki 110 kV, odłączniki 110 kV oraz transformatory 110 kV/SN.
26. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają izolatory SN, baterie kondensatorów SN oraz głowice kablowe SN. Największe intensywności awarii charakteryzują układy EAZiS, elementy konstrukcyjne stacji oraz układy uziomowe.
27. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii izolatorów SN, odgromników SN oraz baterii kondensatorów SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają transformatory 110 kV/SN, wyłączniki 110 kV oraz odłączniki 110 kV.
28. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami układów EAZiS, elementów konstrukcyjnych stacji oraz baterii kondensatorów SN, natomiast największe z awariami transformatorów 110 kV/SN, wyłączników 110 kV oraz odłączników 110 kV.
29. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku awarii układów EAZiS, elementów konstrukcyjnych stacji oraz przekładników prądowych SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają wyłączniki 110 kV, transformatory 110 kV/SN oraz odłączniki 110 kV.
30. Wartości wskaźnika u zawierają się dla urządzeń stacji 110 kV/SN w przedziale od 0,52 dla układów EAZiS, do 0,98 dla przekładników prądowych SN oraz odgromników SN.

31. Wartości wskaźnika k zawierają się dla urządzeń stacji 110 kV/SN w przedziale od 0,19 dla elementów konstrukcyjnych stacji i 0,33 dla układów EAZiS, do 0,95 dla szyn zbiorczych SN.
32. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w stacjach 110 kV/SN mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla. Jedynie przekładniki napięciowe 110 kV oraz przekładniki prądowe SN podlegają rozkładowi logarytmiczno-normalnemu.
33. Funkcja niezawodności stacji 110 kV/SN, jako scalonego obiektu jest superpozycją rozkładów: logarytmiczno-normalnego, wykładniczego oraz Weibulla. W ciągu pierwszych 20 lat eksploatacji stacji, intensywność ich awarii wzrasta. Po 20 roku obserwuje się spadek intensywności do około 40 roku eksploatacji. Po tym czasie występuje znaczny wzrost intensywności awarii. Sytuację taką należy prawdopodobnie tłumaczyć tym, iż do 20 roku eksploatacji następuje eliminowanie z użytkowania tych urządzeń, które posiadają jakiegokolwiek wady lub defekty, a także zostały niedokładnie wykonane (zbudowane). Po tym czasie większość takich urządzeń zostaje już wyeliminowana. Następuje okres stabilizacji intensywności awarii. Zaczynają jednak pojawiać się awarie, spowodowane naturalnymi procesami starzeniowymi. Prowadzi to po 40 roku do znacznego zwiększenia intensywności awarii.
34. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy stacji, odniesiona do jednego pola, wynosi 13,39 lat przy uwzględnieniu awarii układów EAZiS oraz 16,31 lat bez uwzględnienia awarii układów EAZiS.
35. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji stacji 110 kV/SN oraz rozdzielni SN wynosi 58 lat. Jest to czas bardzo długi. Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego okresu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji GPZ lub RS powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Przyjętą strategią eksploatacji powinno być stałe dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości i dopiero wówczas stacja powinna zostać zastąpiona nową. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 58 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.
36. Analiza wskaźników niezawodnościowych przeprowadzona dla różnych układów stacji 110 kV/SN wykazała, iż wskaźniki te różnią się. Nie ma więc możliwości określenia uniwersalnych wskaźników dla wszystkich stacji 110 kV/SN. Dla konkretnych rozwiązań konstrukcyjnych należy wyznaczyć indywidualnie ich wskaźniki niezawodnościowe.

Linie napowietrzne SN:

37. Największą liczbę awarii w liniach napowietrznych SN powodują izolatory, przewody oraz wiązałki.

38. Spośród elementów linii napowietrznych SN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się kondensatory SN, izolatory oraz mostki. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają przewody, słupy oraz wiązałki.
39. Najkrótsze czasy trwania awarii występują w przypadku uszkodzenia odgromników SN, izolatorów SN oraz złączek. Najdłuższe czasy trwania awarii występują, gdy uszkodzeniu ulegną słupy, kondensatory oraz odłączniki SN.
40. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia złączek, odgromników SN oraz izolatorów SN. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują, gdy uszkodzeniu ulegną kondensatory SN, słupy oraz odłączniki SN.
41. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają kondensatory SN, odłączniki SN oraz słupy. Największe intensywności awarii charakteryzują izolatory SN, złączki oraz przewody.
42. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii złączek, odgromników SN oraz mostków, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają słupy, odłączniki SN oraz izolatory SN.
43. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami kondensatorów SN, odgromników SN oraz odłączników SN, natomiast największe z awariami słupów, wiązańek oraz mostków.
44. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku awarii kondensatorów SN, odgromników SN oraz odłączników SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają słupy, wiązałki oraz przewody.
45. Wartości wskaźnika u zawierają się dla elementów linii napowietrznych SN w przedziale od 0,91 dla mostków, do 0,99 dla przewodów.
46. Wartości wskaźnika k zawierają się dla elementów linii napowietrznych SN w przedziale od 0,55 dla słupów, do 0,92 dla odgromników SN.
47. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych SN mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla o współczynniku kształtu $\nu > 1$, co wskazuje na rosnącą wraz z upływem czasu intensywność awarii elementów.
48. Funkcja niezawodności linii napowietrznych SN, jako scalonych obiektów ma postać rozkładu Weibulla o współczynnikach $b = 15,3329$ oraz $\nu = 1,7647$, co wskazuje na rosnącą w czasie intensywność awarii.
49. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy linii napowietrznej SN, odniesiona do długości jednego kilometra, wynosi 13,65 lat.
50. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji linii napowietrznych SN wynosi 18 lat. Oznacza to, iż linia SN powinna zostać zastąpiona nową w końcu 18 roku eksploatacji. W związku z powyższym, w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego proggu 18 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekono-

micznym. Wyznaczony czas jest bardzo silnie zależny od takich parametrów niezawodnościowych, jak wartość niedostarczonej energii przypadającej na jedną awarię oraz koszty usuwania awarii. Przy zmianie tych parametrów opłacalny ekonomicznie czas eksploatacji zmieniał się od 11 do 46 lat. Dlatego też optymalny okres eksploatacji linii należy wyznaczać indywidualnie dla poszczególnych obiektów.

51. Linie napowietrzne izolowane posiadają nieco korzystniejsze wskaźniki niezawodnościowe od linii z przewodami gołymi. Oczekiwany czas poprawnej pracy linii napowietrznych z przewodami izolowanymi, odniesiony do długości 1 km, wynosi 23,36 lat.
52. Funkcja niezawodności linii napowietrznych izolowanych SN, jako scalonego obiektów ma postać rozkładu Weibulla o współczynnikach $b = 25,3498$ oraz $\nu = 1,3127$, co wskazuje na rosnącą w czasie intensywność awarii tych linii.
53. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji linii napowietrznych izolowanych SN wynosi 169 lat. Jest to czas bardzo długi. Większość linii będzie prawdopodobnie w całości wymieniona lub poddana generalnym remontom przed upływem tego okresu. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej linii powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Przyjętą strategią eksploatacji powinno być stałe dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości i dopiero wówczas linia powinna zostać zastąpiona nową. Jedynie dla nielicznych linii, których praca będzie trwała powyżej wyznaczonego progu 169 lat, należy zastanowić się, czy ich dalsza eksploatacja będzie uzasadniona pod względem ekonomicznym.

Linie kablowe SN:

54. Największą liczbę awarii w liniach kablowych SN zaobserwowano dla kabli o izolacji papierowo-olejowej, kabli o izolacji z polietylenu oraz dla głowic kablowych.
55. Spośród elementów linii kablowych SN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się kable o izolacji z polietylenu, kable o izolacji papierowo-olejowej oraz mufy kablowe. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają głowice kablowe oraz kable o izolacji z polietylenu usieciowanego.
56. Najkrótsze czasy trwania awarii występują w przypadku uszkodzenia kabla o izolacji z polietylenu usieciowanego oraz kabla o izolacji z polietylenu. Najdłuższe czasy trwania awarii występują, gdy uszkodzeniu ulegną głowice lub mufy kablowe.
57. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia kabli, niezależnie od ich izolacji. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują natomiast, gdy uszkodzeniu ulegną mufy lub głowice kablowe.

58. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają mufy oraz głowice kablowe, natomiast największe intensywności awarii charakteryzują kable o izolacji z polietylenu oraz kable o izolacji papierowo-olejowej.
59. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii kabli o izolacji polietylenowej, kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego oraz kabli papierowo-olejowych, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają mufy oraz głowice kablowe.
60. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami muf kablowych oraz kabli o izolacji z polietylenu, natomiast największe z awariami głowic kablowych oraz kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego.
61. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku awarii muf kablowych oraz kabli o izolacji z polietylenu, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają głowice kablowe oraz kable o izolacji z polietylenu usieciowanego.
62. Wartości wskaźnika u zawierają się dla elementów linii kablowych SN w przedziale od 0,96 dla muf kablowych SN, do 0,99 dla kabli o izolacji z polietylenu.
63. Wartości wskaźnika k zawierają się dla elementów linii kablowych SN w przedziale od 0,85 dla kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego, do 0,92 dla głowic kablowych SN.
64. Najgorszymi parametrami niezawodnościowymi charakteryzują się kable o izolacji z polietylenu, następnie o izolacji papierowo-olejowej. Najlepsze wskaźniki posiadają kable o izolacji z polietylenu usieciowanego.
65. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych SN mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla o współczynniku kształtu $\nu > 1$, co wskazuje na rosnącą wraz z upływem czasu intensywność awarii tych elementów.
66. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy linii kablowej o izolacji papierowo-olejowej SN wynosi 9,97 lat (dla długości jednego kilometra). Parametr ten przyjmuje wartość 14,21 lat (dla długości jednego kilometra) dla kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego oraz 9,91 lat (dla długości stu metrów) dla kabli o izolacji z polietylenu.
67. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji linii kablowych SN wynosi: około 200 lat dla kabli o izolacji papierowo-olejowej oraz 8 lat dla kabli o izolacji z polietylenu. W przypadku kabli o izolacji z polietylenu usieciowanego optymalny czas eksploatacji nie występuje lub występuje dla bardzo dużych wartości. Podobnie jak miało to miejsce dla linii napowietrznych, wyznaczone czasy są bardzo silnie uzależnione od takich parametrów niezawodnościowych, jak wartość niedostarczonej energii przypadającej na jedną awarię oraz koszty usuwania awarii. Przy zmianie tych parametrów opłacalny ekonomicznie czas eksploatacji zmieniał się w bardzo szerokim zakresie. Dlatego też, optymalny okres eksploatacji linii kablowych należy wyznaczać indywidualnie dla poszczególnych obiektów.

68. Przerwy w zasilaniu odbiorców spowodowane awariami linii napowietrznych SN są znacznie dłuższe, niż przerwy spowodowane awariami linii kablowych SN. Jest to spowodowane przede wszystkim większą możliwością rezerwowania odbiorców w sieciach miejskich, w których głównie eksploatowane są linie kablowe.

Stacje SN/nN:

69. Największą liczbę awarii w stacjach wewnętrznych SN/nN powodują mostki i złączki nN, izolatory nN oraz głowice kablowe SN.
70. Największą liczbę awarii w stacjach napowietrznych SN/nN powodują transformatory SN/nN, mostki i złączki nN oraz izolatory nN.
71. Spośród urządzeń stacji wewnętrznych SN/nN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się baterie kondensatorów nN, szyny zbiorcze nN oraz odłączniki nN. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają układy uziomowe stacji, podstawy bezpieczników SN oraz izolatory nN.
72. Spośród urządzeń stacji napowietrznych SN/nN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się baterie kondensatorów nN, podstawy bezpieczników nN oraz rozłączniki nN. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają układy uziomowe stacji, izolatory nN oraz przewody pionowe nN.
73. W stacjach wewnętrznych, najkrótsze czasy trwania awarii występują w przypadku uszkodzenia izolatorów nN, baterii kondensatorów nN oraz odgromników SN. Najdłuższe czasy trwania awarii występują, gdy uszkodzeniu ulegną elementy konstrukcyjne stacji, głowice kablowe SN oraz układy uziomowe stacji.
74. W stacjach napowietrznych, najkrótsze czasy trwania awarii występują w przypadku uszkodzenia odgromników SN, rozłączników nN oraz izolatorów nN. Najdłuższe czasy trwania awarii występują, gdy uszkodzeniu ulegną elementy konstrukcyjne stacji, rozłączniki SN oraz przewody pionowe nN.
75. Dla stacji wewnętrznych, najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia rozłączników SN, szyn zbiorczych SN oraz odłączników SN. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują, gdy uszkodzeniu ulegną elementy konstrukcyjne stacji, wyłączniki nN oraz układy uziomowe stacji.
76. Dla stacji napowietrznych, najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia rozłączników SN, izolatorów SN oraz odłączników SN. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują, gdy uszkodzeniu ulegną elementy konstrukcyjne stacji, połączenia i mostki nN oraz przewody pionowe nN.
77. W stacjach wewnętrznych najmniejszą jednostkową intensywnością awarii charakteryzują się izolatory nN, izolatory SN oraz głowice kablowe nN. Największe intensywności awarii charakteryzują natomiast połączenia i mostki nN, wyłączniki SN oraz szyny zbiorcze nN.

78. W stacjach napowietrznych najmniejszą jednostkową intensywnością awarii charakteryzują się układy uziomowe stacji, izolatory nN oraz elementy konstrukcyjne stacji. Największe intensywności awarii charakteryzują natomiast transformatory SN/nN, połączenia i mostki nN oraz odłączniki SN.
79. Dla stacji wewnętrznych, najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii izolatorów nN, głowic kablowych nN oraz odgromników SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają transformatory SN/nN, wyłączniki SN oraz elementy konstrukcyjne stacji.
80. Dla stacji napowietrznych, najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii rozłączników nN, izolatorów nN oraz odgromników SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają transformatory SN/nN, elementy konstrukcyjne stacji oraz rozłączniki SN.
81. Najmniejsze ograniczenia energii w stacjach wewnętrznych związane są z awariami rozłączników nN, podstaw bezpieczników nN oraz podstaw bezpieczników SN, natomiast największe z awariami elementów konstrukcyjnych stacji, połączeń i mostków SN oraz wyłączników SN.
82. Najmniejsze ograniczenia energii w stacjach napowietrznych związane są z awariami rozłączników nN, odłączników nN oraz układów uziomowych stacji, natomiast największe z awariami elementów konstrukcyjnych stacji, połączeń i mostków SN oraz głowic kablowych nN.
83. Najmniejsze koszty strat u odbiorców zasilanych ze stacji wewnętrznych występują w przypadku awarii rozłączników nN, podstaw bezpieczników nN oraz podstaw bezpieczników SN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają elementy konstrukcyjne stacji, połączenia i mostki SN oraz wyłączniki SN.
84. Najmniejsze koszty strat u odbiorców zasilanych ze stacji napowietrznych występują w przypadku awarii układów uziomowych stacji, rozłączników nN oraz odłączników nN, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają elementy konstrukcyjne stacji, połączenia i mostki SN oraz głowice kablowe nN.
85. Dla urządzeń eksploatowanych w stacjach wewnętrznych, wartości wskaźnika u zawierają się w przedziale od 0,58 dla elementów konstrukcyjnych stacji, do 0,99 dla podstaw bezpieczników nN oraz odgromników nN.
86. Dla urządzeń eksploatowanych w stacjach napowietrznych, wartości wskaźnika u zawierają się w przedziale od 0,71 dla elementów konstrukcyjnych stacji, do 0,99 dla głowic kablowych SN, podstaw bezpieczników nN oraz odgromników nN.
87. Wartości wskaźnika k zawierają się dla urządzeń stacji SN/nN wewnętrznych w przedziale od 0,50 dla izolatorów nN, do 0,92 dla odgromników SN.
88. Wartości wskaźnika k zawierają się dla urządzeń stacji SN/nN napowietrznych w przedziale od 0,42 dla elementów konstrukcyjnych stacji, do 0,94 dla głowic kablowych SN.

89. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w stacjach SN/nN mają postać rozkładu normalnego lub logarytmiczno-normalnego. Jedynie transformatory SN/nN podlegają rozkładowi, który jest superpozycją trzech rozkładów: logarytmiczno-normalnego, wykładniczego oraz Weibulla. Jest to spowodowane prawdopodobnie istnieniem dwóch frakcji transformatorów o odmiennych właściwościach, a mianowicie transformatorów z uzwojeniami aluminiowymi oraz z uzwojeniami miedzianymi. Potwierdzają to także autorzy innych publikacji, np. [396].
90. Funkcje niezawodności stacji SN/nN, jako scalonych obiektów są superpozycją rozkładów logarytmiczno-normalnego, wykładniczego oraz Weibulla. W ciągu pierwszych 20 lat eksploatacji stacji, intensywność ich awarii wzrasta. Po 20 roku obserwuje się spadek intensywności do około 40 roku eksploatacji. Po tym czasie występuje znaczny wzrost intensywności awarii. Jest to spowodowane tym samym mechanizmem, który występuje dla stacji GPZ i RS. Na mechanizm ten, nakłada się w tym przypadku jeszcze istnienie frakcji transformatorów z uzwojeniami aluminiowymi, które uszkodzają się znacznie wcześniej niż transformatory z uzwojeniami miedzianymi.
91. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy stacji wewnętrznych wynosi 21,74 lat, natomiast stacji napowietrznych 25,84 lat.
92. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji stacji SN/nN wewnętrznych wynosi 51 lat, natomiast stacji SN/nN napowietrznych 57 lat. Są to czasy bardzo długie. Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego okresu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji SN/nN powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Przyjętą strategią eksploatacji powinno być stałe dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości i dopiero wówczas stacja powinna zostać zastąpiona nową. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.
93. Analiza wskaźników niezawodnościowych przeprowadzona dla różnych układów stacji SN/nN wykazała, iż wskaźniki te różnią się. Nie ma więc możliwości określenia uniwersalnych wskaźników dla wszystkich rozwiązań konstrukcyjnych stacji SN/nN. Dla konkretnych rozwiązań konstrukcyjnych należy wyznaczyć indywidualnie ich wskaźniki niezawodnościowe. Mogą do tego posłużyć wskaźniki niezawodnościowe poszczególnych urządzeń wyznaczone w niniejszym opracowaniu.
94. Wskaźniki niezawodnościowe stacji SN/nN wewnętrznych odnoszące się do przerw w zasilaniu odbiorców są znacznie korzystniejsze w porównaniu ze wskaźnikami stacji napowietrznych. Jest to spowodowane głównie możliwością rezerwowania odbiorców w sieciach miejskich, w których głównie eksploatowane są stacje wewnętrzne, przy braku tej możliwości w sieciach terenowych, w których pracują najczęściej stacje napowietrzne.

Linie napowietrzne nN:

95. Największą liczbę awarii w liniach napowietrznych nN powodują mostki, przewody robocze gołe oraz złączki.
96. Spośród elementów linii napowietrznych nN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się mostki, złączki oraz wiązałki. Z kolei najdłuższy spodziewany czas pracy posiadają słupy, przewody robocze izolowane oraz izolatory.
97. Najkrótsze czasy trwania awarii występują w przypadku uszkodzenia odgromników nN, izolatorów nN oraz wiązałek. Najdłuższe czasy trwania awarii występują, gdy uszkodzeniu ulegną słupy, mostki oraz złączki.
98. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują w przypadku uszkodzenia odgromników nN, mostków oraz złączek. Najdłuższe przerwy w zasilaniu odbiorców występują, gdy uszkodzeniu ulegną słupy, przewody robocze izolowane oraz izolatory nN.
99. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają izolatory nN, słupy oraz odgromniki nN. Największe intensywności awarii charakteryzują mostki, przewody robocze gołe oraz złączki.
100. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii odgromników nN, izolatorów nN oraz wiązałek, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają słupy, mostki oraz złączki.
101. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami przewodów roboczych gołych, mostków oraz przewodów roboczych izolowanych, natomiast największe z awariami słupów, wiązałek oraz odgromników nN.
102. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku awarii przewodów roboczych gołych, mostków oraz przewodów roboczych izolowanych, natomiast największe, gdy uszkodzeniu ulegają słupy, złączki oraz odgromniki nN.
103. Wartości wskaźnika u zawierają się dla elementów linii napowietrznych nN w przedziale od 0,95 dla odgromników nN, do 0,99 dla złączek, mostków oraz przewodów roboczych gołych.
104. Wartości wskaźnika k zawierają się dla elementów linii napowietrznych nN w przedziale od 0,74 dla słupów, do 0,91 dla przewodów roboczych izolowanych.
105. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nN mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla o współczynniku kształtu $\nu > 1$, co wskazuje na rosnącą wraz z upływem czasu intensywność awarii tych elementów.
106. Funkcja niezawodności linii napowietrznych nN, jako scalonych obiektów ma postać rozkładu Weibulla o współczynnikach $b = 16,9926$ oraz $\nu = 1,9243$, co wskazuje na rosnącą w czasie intensywność awarii tych linii.

107. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy linii napowietrznej nN, odniesiona do długości stu metrów, wynosi 15,07 lat.
108. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji linii napowietrznych nN wynosi 15 lat. Oznacza to, iż linia nN powinna zostać zastąpiona nową w końcu 15 roku eksploatacji. W związku z powyższym, w przypadku linii, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 15 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym. Wyznaczony czas jest zależny od takich parametrów niezawodnościowych, jak wartość niedostarczonej energii przypadającej na jedną awarię oraz koszty usuwania awarii. Przy zmianie tych parametrów opłacalny ekonomicznie czas eksploatacji zmieniał się od 5 do 27 lat. Dlatego też optymalny okres eksploatacji linii należy wyznaczać indywidualnie dla każdego obiektu.
109. Przewody izolowane nN posiadają korzystniejsze wskaźniki niezawodnościowe od przewodów gołych. Oczekiwany czas poprawnej pracy przewodów izolowanych, odniesiony do długości 100 m, wynosi 24,51 lat, przy wartości oczekiwanej poprawnej pracy przewodów gołych nN wynoszącej 20,15 lat.

Linie kablowe nN:

110. Największą liczbę awarii w liniach kablowych nN zaobserwowano w kolejności dla kabli nN, głowic kablowych nN oraz muf kablowych nN.
111. Spośród elementów linii kablowych nN najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się w kolejności mufy kablowe nN, głowice kablowe nN oraz kable nN.
112. Najkrótsze czasy trwania awarii występują, w kolejności, w przypadku uszkodzenia muf kablowych nN, kabli nN oraz głowic kablowych nN.
113. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują, w kolejności, w przypadku uszkodzenia głowic kablowych nN, muf kablowych nN oraz kabli nN.
114. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają, w kolejności mufy kablowe nN, głowice kablowe nN oraz kable nN.
115. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii, kolejno muf kablowych nN, kabli nN oraz głowic kablowych.
116. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami, kolejno głowic kablowych nN, kabli nN oraz muf kablowych nN.
117. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku, kolejno głowic kablowych nN, kabli nN oraz muf kablowych nN.
118. Wartości wskaźnika u zawierają się dla elementów linii kablowych nN w przedziale od 0,93 dla muf kablowych nN, przez 0,96 dla głowic kablowych nN, do 0,98 dla kabli nN.
119. Wartości wskaźnika k zawierają się dla elementów linii kablowych nN w przedziale od 0,81 dla głowic kablowych nN, przez 0,89 dla kabli nN, do 0,91 dla muf kablowych nN.

120. Funkcje niezawodności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w liniach kablowych nN mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla o współczynniku kształtu $\nu > 1$, co wskazuje na rosnącą wraz z upływem czasu intensywność awarii tych elementów.
121. Funkcja niezawodności linii kablowych nN, jako scalonych obiektów ma postać rozkładu Weibulla o współczynnikach $b = 11,9314$ oraz $\nu = 1,6794$, co wskazuje na rosnącą w czasie intensywność awarii tych linii.
122. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy linii kablowej nN wynosi 10,66 lat (dla odcinka o długości jednego kilometra).
123. Ekonomicznie uzasadniony (optymalny) czas eksploatacji linii kablowych nN wynosi 62 lata. Jest to czas bardzo długi. Większość linii kablowych jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego okresu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej linii kablowej nN powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Przyjętą strategią eksploatacji powinno być stałe dokonywanie napraw, aż do kresu technicznych możliwości i dopiero wówczas linia powinna zostać zastąpiona nową. Jedynie dla nielicznych kabli nN, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.
124. Przerwy w zasilaniu odbiorców spowodowane awariami linii napowietrznych nN są znacznie dłuższe niż przerwy wynikające z awarii linii kablowych nN. Jest to spowodowane przede wszystkim większą możliwością rezerwowania odbiorców w sieciach miejskich, w których głównie eksploatowane są linie kablowe.

Przyłącza i złącza nN:

125. Największą liczbę awarii w przyłączach oraz złączach nN zaobserwowano w kolejności dla przyłączy napowietrznych gołych, złączy kablowych, szaf i rozdzielnic nN, przyłączy kablowych nN oraz przyłączy napowietrznych izolowanych nN.
126. Najkrótszym spodziewanym czasem pracy charakteryzują się w kolejności przyłącza kablowe nN, złącza kablowe nN, szafy i rozdzielnice nN, przyłącza napowietrzne gołe nN oraz przyłącza napowietrzne izolowane nN.
127. Najkrótsze czasy trwania awarii występują, w kolejności, w przypadku uszkodzenia przyłączy napowietrznych gołych nN, przyłączy napowietrznych izolowanych nN, przyłączy kablowych nN oraz złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN.
128. Najkrótsze przerwy w zasilaniu odbiorców występują, w kolejności, w przypadku uszkodzenia przyłączy kablowych nN, przyłączy napowietrznych gołych nN, przyłączy napowietrznych izolowanych nN oraz złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN.

129. Najmniejszą jednostkową intensywność awarii posiadają, w kolejności przyłącza napowietrzne izolowane nN, przyłącza kablowe nN, złącza kablowe nN, szafy i rozdzielnice nN oraz przyłącza napowietrzne gołe nN.
130. Najmniejsze koszty strat u dystrybutorów występują w przypadku awarii, kolejno przyłączy napowietrznych gołych nN, przyłączy napowietrznych izolowanych nN, przyłączy kablowych nN oraz złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN.
131. Najmniejsze ograniczenia energii związane są z awariami, kolejno złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN, przyłączy kablowych nN, przyłączy napowietrznych gołych nN oraz przyłączy napowietrznych izolowanych nN.
132. Najmniejsze koszty strat u odbiorców występują w przypadku, kolejno złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN, przyłączy kablowych nN, przyłączy napowietrznych gołych nN oraz przyłączy napowietrznych izolowanych nN.
133. Wartości wskaźnika u zawierają się dla przyłączy i złączy nN w przedziale od 0,90 dla przyłączy napowietrznych izolowanych nN, przez 0,95 dla przyłączy napowietrznych gołych nN i 0,98 dla przyłączy kablowych nN, do 0,99 dla złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN.
134. Wartości wskaźnika k zawierają się dla przyłączy i złączy nN w przedziale od 0,45 dla złączy kablowych nN, szaf i rozdzielnic nN, przez 0,52 dla przyłączy kablowych nN i 0,59 dla przyłączy napowietrznych gołych nN, do 0,60 dla przyłączy napowietrznych izolowanych nN.
135. Funkcje niezawodności poszczególnych przyłączy i złączy mają postać rozkładu normalnego lub Weibulla o współczynniku kształtu $\nu > 1$, co wskazuje na rosnącą wraz z upływem czasu intensywność awarii tych elementów.
136. Oczekiwana wartość czasu poprawnej pracy przyłączy napowietrznych gołych nN wynosi 24,40 lat, przyłączy napowietrznych izolowanych nN 27,33 lat, przyłączy kablowych nN 17,62 lat, natomiast dla złączy kablowych, szaf i rozdzielnic nN 20,75 lat.

Analizy, których wyniki zaprezentowano w opracowaniu, wymagały zebrania olbrzymiego materiału statystycznego. Prace nad jego zgromadzeniem trwały 6 lat. Materiał ten obejmuje informacje o 2098 awariach w stacjach GPZ, RS i RPZ, 2935 awariach w liniach napowietrznych i kablowych SN, 5672 awariach w stacjach transformatorowo-rozdzielczych SN/nN oraz 17998 awariach w sieciach nN. Dane te uzupełnione zostały o informacje o stanie ilościowym urządzeń, a także o dane ekonomiczno-finansowe.

Wyniki przeprowadzonych badań niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, a zwłaszcza wyznaczone funkcje niezawodności, mogą zostać wykorzystane do dalszych badań naukowych dotyczących systemu elektroenergetycznego, a także w praktyce, jako dane do projektowania nowych sieci dystrybucyjnych. Mogą znaleźć także zastosowanie w analizach gospodarczo-ekonomicznych dotyczących zarówno sieci nowoprojektowanych, jak i już eksplo-

atowanych. Ze względu na fakt, iż wyznaczone zostały one na podstawie danych ze spółek dystrybucyjnych obejmujących swym zasięgiem działania tereny o zróżnicowanej specyfice, zarówno pod względem geograficznym, jak i urbanistycznym, mają one charakter ogólny i mogą zostać wykorzystane do analizy pracy dowolnych sieci dystrybucyjnych na terenie Polski.

Wykorzystywanie w dziedzinie niezawodności układów elektroenergetycznych coraz dokładniejszych metod komputerowych, wymaga posiadania aktualnych i wiarygodnych danych o wskaźnikach oraz funkcjach niezawodnościowych urządzeń w tych układach eksploatowanych. Wskaźniki, funkcje oraz modele zaprezentowane w opracowaniu mogą posłużyć jako dane wejściowe do przeprowadzenia szczegółowych analiz wybranych fragmentów sieci elektroenergetycznej, właśnie za pomocą metod komputerowych.

Do głównych osiągnięć autora zaliczyć należy wyznaczenie ważnych, z punktu widzenia projektowania i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, współczynników, funkcji oraz charakterystyk niezawodnościowych. Są one tym bardziej cenne, iż zostały zweryfikowane na drodze obliczeń z zastosowaniem różnych metod analitycznych oraz symulacyjnych. Praca wprowadza także pewne uporządkowanie wyników badań niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych, prowadzonych przez autora oraz inne osoby. Do oryginalnych osiągnięć należy między innymi analiza zależności intensywności awarii urządzeń elektroenergetycznych od temperatury otoczenia. Zależności takie, mimo iż w sposób oczywisty występują, nie były dotychczas analizowane. W pracy przedstawiono empiryczne zależności intensywności awarii urządzeń i obiektów od temperatury, a także zaproponowano ich funkcje aproksymacyjne. Ważnym i oryginalnym osiągnięciem autora jest także wyznaczenie wskaźników, funkcji i charakterystyk niezawodnościowych linii napowietrznych izolowanych oraz linii kablowych o izolacji z polietylenu usieciowanego. Dotychczas w literaturze publikowane były jedynie szacunkowe wartości wskaźników niezawodnościowych tych linii, podawane przez producentów. Brak było wiarygodnych danych pochodzących z ich eksploatacji.

Badania przeprowadzone przez autora nie wyczerpują zagadnienia niezawodności sieci dystrybucyjnych. Ze względu na intensywny rozwój technologii wytwarzania urządzeń elektroenergetycznych, wprowadzanie nowych rozwiązań w dziedzinie inżynierii materiałowej, a także istnienie generacji rozproszonej, badania niezawodnościowe powinny być prowadzone w sposób ciągły w celu aktualizacji wartości wskaźników, funkcji oraz cech niezawodnościowych urządzeń w tych sieciach eksploatowanych. Dalsze badania autora będą dotyczyły wpływu nowoczesnych rozwiązań konstrukcyjnych oraz organizacyjnych, a także generacji rozproszonej na niezawodność elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN oraz nN.

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik 1. Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne i eksploatacyjne w dystrybucyjnych układach sieciowych SN i nN

Zapewnienie ciągłości zasilania jest najważniejszym zagadnieniem dla dystrybutorów energii elektrycznej. Aktualne przepisy dotyczące problemu ciągłości zasilania odbiorców w energię elektryczną zawarte są w trzech podstawowych ustawach i rozporządzeniach:

1. Ustawa – Prawo energetyczne [423].
2. Rozporządzenie systemowe [354].
3. Rozporządzenie taryfowe [352].

Ustawa – Prawo energetyczne zawiera jedynie ogólne przepisy odnośnie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Zobowiązuje ona dystrybutorów do zawierania w umowach świadczenia usług dystrybucji energii lub też umowach kompleksowych, informacji na temat standardów jakościowych energii elektrycznej. Określone muszą więc być także warunki zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz wysokość bonifikat za ich niedotrzymanie.

Szczegółowe wytyczne dotyczące dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu odbiorców zawiera rozporządzenie [354]. Określa ono między innymi dopuszczalne czasy przerw dla odbiorców zaliczanych do IV (odbiorcy komunalni nN) oraz V (odbiorcy indywidualni nN) grupy przyłączeniowej. Czasy te wynoszą:

- a) dla przerw nieplanowanych (awaryjnych):
 - 24 h dla przerwy jednorazowej,
 - 48 h dla sumarycznego rocznego czasu wszystkich przerw;
- b) dla przerw planowanych:
 - 16 h dla przerwy jednorazowej,
 - 35 h dla sumarycznego rocznego czasu wszystkich przerw.

W przypadku przekroczenia powyższych czasów przerw przedsiębiorstwo energetyczne, które odpowiada za ciągłość zasilania, powinno udzielić poszkodowanym odbiorcom bonifikat i upustów. Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym ich wysokość jest równa pięciokrotnej wartości energii, którą wylicza się jako iloczyn ceny energii w danej grupie taryfowej oraz ilości niedostarczonej energii elektrycznej za czas po przekroczeniu dopuszczalnych czasów przerw.

Dlatego też dystrybutorzy podejmują wszelkie możliwe przedsięwzięcia zmierzające do wyeliminowania lub ograniczenia przerw w zasilaniu odbiorców. Jest to możliwe do osiągnięcia poprzez poprawę organizacji oraz płynności prac przy urządzeniach elektroenergetycznych, a także poprzez inwestycje w najnowsze rozwiązania technologiczne urządzeń.

Do pierwszej grupy zaliczyć można między innymi:

1. Zwiększenie liczby brygad remontowych.
2. Wyposażenie brygad remontowych w nowoczesny sprzęt pomiarowy i monterski.
3. Szkolenia dla osób zajmujących się dozorem i eksploatacją sieci elektroenergetycznych.
4. Wprowadzenie prac pod napięciem jako standardu pracy brygad remontowych oraz pogotowia energetycznego.
5. Wprowadzenie najnowszych systemów zarządzania i sterowania infrastrukturą elektroenergetyczną, np. systemy GIS.

W grupie drugiej wymienić można:

1. Wymianę urządzeń o przestarzałej technologii na nowe (transformatory, linie, łączniki, itp.).
2. Wyposażenie sieci dystrybucyjnych SN oraz nN w układy zdalnego sterowania.
3. Instalowanie liczników elektronicznych u odbiorców oraz tworzenie systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych.
4. Instalowanie przyłączy ograniczających konieczność interwencji pracowników spółek dystrybucyjnych.

Powyższe środki wprowadzane są zazwyczaj po dokładnej analizie opłacalności ekonomicznej ich zastosowania. Analizy takie przeprowadzane są dla konkretnych sytuacji oraz obiektów (stacji, linii, rejonów energetycznych, itp.).

Zwiększenie liczby brygad remontowych, zwłaszcza w okresach o wzmózonej liczbie awarii, skutkuje skróceniem czasu oczekiwania odbiorców na usunięcie uszkodzenia oraz przywrócenie zasilania. Analizując dane statystyczne dotyczące interwencji pogotowia energetycznego, bardzo często można znaleźć przypadki, gdzie pogotowie na miejsce awarii dociera po wielu godzinach od zgłoszenia, w związku z koniecznością usunięcia innych, wcześniej zgłoszonych awarii. Istnienie większej liczby jednostek pogotowia poprawiłoby w znacznym stopniu istniejący stan. Zwiększenie liczby brygad remontowych nie jest jednak preferowane przez spółki dystrybucyjne. Wiąże się to bowiem z kosztami zatrudnienia dodatkowych pracowników. Sytuacja uległaby zapewne zmianie w przypadku, gdyby odbiorcy powszechnie zwracali się do spółek dystrybucyjnych o wypłatę odszkodowań i bonifikat w związku z przekroczeniem dopuszczalnych czasów przerw. Aktualnie przypadki takie zdarzają się bardzo rzadko.

Wyposażenie brygad remontowych w nowoczesny sprzęt pomiarowy i monterski wpływa w znacznej mierze na skrócenie czasów przerw w zasilaniu odbiorców, a także obniża koszty ponoszone przez dystrybutorów energii. Szczególne znaczenie ma tu nowoczesna aparatura do lokalizacji miejsc awarii, zwłaszcza w liniach kablowych. Skrócenie czasu usuwania awarii wpływa na zmniejszenie kosztów związanych z czasem pracy monterów, a także na obniżenie lub wyeliminowanie kosztów upustów i bonifikat dla odbiorców.

Szkolenia osób zajmujących się eksploatacją oraz dozorem sieci elektroenergetycznych są bardzo ważnym elementem strategii rozwoju spółek dystrybucyjnych. Pozwalają one na podnoszenie kwalifikacji pracowników, a przez to na poprawę funkcjonowania całego przedsiębiorstwa. Szkolenia powinny obejmować zagadnienia dotyczące nowych technologii wykorzystywanych przy eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, nowych rozwiązań konstrukcyjnych urządzeń oraz bezpieczeństwa pracy.

W ostatnich latach nastąpił wzrost zainteresowania nowoczesną formą eksploatacji stacji oraz sieci elektroenergetycznych średnich napięć, jaką są, stosowane coraz powszechniej przez dystrybutorów energii elektrycznej, prace pod napięciem (PPN). Od wielu lat ten sposób eksploatacji był stosowany w układach nN. Aktualnie coraz więcej spółek dystrybucyjnych wykorzystuje go także na poziomie napięć SN, a nawet WN.

Prace pod napięciem są techniką eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych zezwalającą na wykonanie zabiegów konserwacyjno-naprawczych bez wyłączania urządzeń spod napięcia, a więc bez ograniczania przesyłu i zakłóceń rozdziału energii elektrycznej.

Wpływ PPN na znaczną poprawę ciągłości dostaw energii elektrycznej jest bardzo duży, gdyż utrzymanie w sprawności urządzeń i obiektów elektroenergetycznych, bez wyłączania napięcia, zapewnia prawidłowe zasilanie odbiorcy. Także usuwanie awarii urządzeń całkowicie lub częściowo pod napięciem skraca lub w ogóle eliminuje przerwę w zasilaniu odbiorców. Stosowanie prac pod napięciem ma również inne, nie natychmiastowe, skutki dla ciągłości dostaw energii elektrycznej. Za sprawą profilaktycznego charakteru prac, usterki zauważone w trakcie oględzin oraz przeglądów, mogą być niezwłocznie usunięte. Ułatwiają utrzymanie w sprawności urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych oraz sieci dystrybucyjnych, przez co wpływają na poprawę niezawodności całej sieci elektroenergetycznej. Zatem PPN nie tylko przyczyniają się do zmniejszenia liczby wyłączeń z powodu prac i złagodzenia ich konsekwencji, ale przede wszystkim do skrócenia czasu trwania wyłączeń spowodowanych awariami [321].

Bardzo ważnym zagadnieniem jest właściwy nadzór nad dystrybucyjną siecią elektroenergetyczną. Prowadzenie ruchu sieci elektroenergetycznych jest skomplikowane i złożone. Intensywny rozwój sieci oraz wdrażanie nowych rozwiązań technicznych powoduje wzrost wymagań stawianych obsłudze w zakresie nadzoru. Do głównych zadań systemu nadzorującego należy kontrola pracy sieci oraz współdziałanie z układami elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Przyrządy pomiarowe instalowane w sieciach elektroenergetycznych powinny więc dostarczyć wszystkich niezbędnych informacji o parametrach energii elektrycznej i kierunkach jej przepływu w poszczególnych punktach, takich jak: napięcie, prąd, wartości mocy i energii czynnej oraz biernej, częstotliwość, itp. System powinien także rejestrować i przekazywać te pomiary oraz informacje o ważnych zdarzeniach w sieci, do punktów nadzoru i dyspozycji. Od wielu lat obserwuje się rozwój i szerokie zastosowanie niezawodnie działających urządzeń

telemechaniki. Przejęły one różnorodne funkcje związane z wszechstronną kontrolą, sterowaniem, sygnalizacją i pomiarami dokonywanymi w stacjach i sieciach oraz stały się częścią rozbudowanej automatyki elektroenergetycznej. Ogólnie znanymi systemami nadzoru nad pracą sieci dystrybucyjnych są systemy WindEx. Ich wprowadzenie do eksploatacji wiele lat temu, przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnych, poprawy ciągłości zasilania oraz uzyskania korzystniejszych wskaźników ekonomicznych. Wymagania stawiane systemom nadzoru nad pracą sieci dystrybucyjnych stale rosną. Najnowszym osiągnięciem wśród tego typu systemów jest aplikacja GIS (Geografic Information System). Posiada ona wszystkie możliwości systemu WindEx, a dodatkowo wyposażona jest w wiele innych funkcji, jak np.

- geokodowanie (automatyczne umieszczanie obiektów na mapie według ich danych GPS),
- pomiary długości (np. linii) oraz odległości (np. pomiędzy stacjami),
- zarządzanie majątkiem sieciowym,
- analiza awaryjności sieci,
- planowanie rozwoju sieci,
- analiza bieżących parametrów sieci,
- rejestrowanie warunków technicznych przyłączenia nowych odbiorców (automatyczne przypisanie odbiorcy do stacji i linii),
- techniczna i ekonomiczna obsługa klientów,
- symulacja pracy sieci po zmianach związanych z przełączeniami, przyłączeniem nowych odbiorców w danym punkcie sieci, planowym rozwojem sieci, czy też awarią w danym punkcie sieci.

System ten nadzoruje w sposób ciągły pracę sieci, korzystając z baz danych modyfikowanych permanentnie przez wszystkie służby spółki dystrybucyjnej. Uwzględnia zarówno warunki techniczne, ekonomiczne, jak i prawne pracy sieci. Aktualnie system ten jest już wykorzystywany w kilku spółkach dystrybucyjnych w kraju.

Urządzenia elektroenergetyczne średniego oraz niskiego napięcia w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat przechodziły wiele przeobrażeń by wraz z postępem w technologiach materiałowych osiągać coraz lepsze parametry techniczne oraz większą niezawodność i funkcjonalność. Największe zmiany zaobserwować można w konstrukcjach transformatorów, łączników oraz linii napowietrznych i kablowych.

Podstawowa konstrukcja transformatorów oraz ich elementy składowe (rdzeń, uzwojenia, izolacja) ulegały na przestrzeni lat tylko niewielkim zmianom. Mimo to znaczącemu postępowi podlegały ich charakterystyki i parametry użytkowe. Osiągnięty postęp nastąpił dzięki wprowadzeniu nowych, zaawansowanych materiałów oraz narzędzi projektowych i konstrukcyjnych. W ciągu ostatnich trzydziestu lat główny nacisk położono na zwiększenie niezawodności, sprawności oraz ekonomii stosowanych technologii. Zwrócono także uwagę na właściwą eksploatację transformatorów oraz monitorowanie i diagnostykę ich izolacji.

Ciągły postęp w zakresie materiałów stosowanych na rdzenie transformatorów sprzyja znacznej redukcji ich masy oraz strat. Początkowo na rdzenie transformatorów stosowano stal miękką o zawartości węgla poniżej 0,1%, następnie wykorzystywano blachy ze stali stopowej, krzemowej, walcowanej na gorąco o grubości około 0,5 mm. Największy jednak postęp nastąpił w chwili wprowadzenia blach stalowych walcowanych na zimno o zredukowanej grubości oraz poprawionej orientacji i wielkości struktur krystalicznych.

Równocześnie z wprowadzeniem nowych, niskostratnych materiałów na rdzenie magnetyczne, dokonano także zmian w konstrukcjach samych rdzeni. Użycie zaawansowanych programów komputerowych pozwoliło na przeprowadzenie analiz rozkładu pól magnetycznych w rdzeniach i zoptymalizowanie ich kształtu oraz struktury warstw, zwłaszcza w miejscach połączeń.

Zastosowanie taśm ze stali amorficznej w transformatorach sieciowych jest ograniczone do mniejszych jednostek jednofazowych. Jest to spowodowane głównie dużą kruchością blach, czułością na warunki mechaniczne, problemami z cięciem i układaniem w warstwy oraz koniecznością obróbki cieplnej w polu magnetycznym po procesie produkcyjnym. Także całkowite koszty produkcji powodują, że niewielu inwestorów jest zainteresowanych ich stosowaniem.

Postęp w dziedzinie przewodów transformatorowych jest stosunkowo niewielki. Największym sukcesem było wprowadzenie przewodów CTC (Continuously Transposed Conductors), co spowodowało znaczne zmniejszenie poziomu strat od prądów wirowych. W zastosowaniach praktycznych przewody CTC stosowane są w uzwojeniach po stronie dolnego napięcia. Posiadają bardzo dobre właściwości chłodzące.

Konstruktorzy pracują obecnie nad transformatorami nadprzewodnikowymi. Zastosowanie pierwszej generacji materiałów nadprzewodnikowych niskotemperaturowych (LTSC), było ograniczone przez niezbędny system chłodzenia dużej mocy. Odkrycie nadprzewodnictwa wysokotemperaturowego (HTSC) dało możliwość prowadzenia dalszych badań w tym zakresie. Szersze rozpowszechnienie materiałów nadprzewodnikowych w transformatorach wymaga jednak wielu dalszych badań, szczególnie w kierunku obniżenia ogólnych kosztów tych rozwiązań konstrukcyjnych.

W dziedzinie izolacji transformatorów także wprowadzono nowe rozwiązania. Znamienny jest jednak fakt, iż nowoczesne układy izolacyjne, bazujące na tworzywach sztucznych oraz płynnych syntetycznych nie wyeliminowały dotychczas eksploatowanych opartych na celulozie i oleju mineralnym. Większość nowych transformatorów nadal jest produkowana przy użyciu sprawdzonych technologii, gwarantujących wieloletnią bezproblemową eksploatację tych urządzeń. Jedynie w przypadku transformatorów pracujących w warunkach zastrzonych wymagań środowiskowych, np. zagrożenie pożarem, zanieczyszczenie ujęć wody, stosuje się izolację z folii polimerowych oraz gazu SF₆. Transformatory suche są stosowane także wówczas, gdy nie ma możliwości instalowania urządzeń zawierających olej (np. na wyższych kondygnacjach budynków wysokościowych, w kopalniach, w ha-

lach produkcyjnych). Transformatory suche mają najczęściej chłodzenie powietrzne naturalne lub z obiegiem wymuszonym. Z uwagi na trudności w skutecznym rozwiązaniu chłodzenia, nie są produkowane na duże moce (do kilkuset kV·A, wyjątkowo do kilku MV·A) i wysokie napięcia górne (zwykle 10-20 kV) [331].

Zalety takiego transformatora to [135, 331]:

- mniejsze zagrożenie pożarowe,
- możliwość ustawienia bliżej odbiorników np. wewnątrz hali produkcyjnej,
- mniejsze koszty inwestycyjne spowodowane brakiem komory transformatorowej wyposażonej w misę olejową.

Najważniejsze wady transformatorów suchych to [135, 331]:

- większe straty mocy i energii,
- większa częstość występowania zakłóceń (awarii),
- głośniejsza praca,
- dodatkowy pobór mocy przez silnik(-i) wentylatora,
- wymagane czyste powietrze do chłodzenia.

Aktualnie prowadzone są prace badawcze nad powszechnym zastosowaniem izolacji gazowej, głównie SF₆. Moc transformatorów z izolacją gazową jest coraz większa. Aktualnie eksploatowane są jednostki o napięciu do 500 kV oraz mocy do 300 kV·A.

W transformatorach dystrybucyjnych na niższe napięcie, gaz SF₆ pełni podwójną rolę: medium gaszącego oraz izolacyjnego. Ze względu na fakt, iż gazy mają znacznie mniejszą przewodność termiczną i pojemność cieplną, stosuje się wysokowydajne układy chłodzenia transformatorów dużej mocy, wykorzystujące zjawisko parowania cieczy. W transformatorach z SF₆ izolacja stała jest zazwyczaj wykonana z folii: PPS (siarczek polifenolowy), PEN (polifenylonaftalan) i PET (politereftalan etylenowy).

Przez wiele lat podstawowym typem wyłącznika stosowanym w sieciach SN był wyłącznik małoolejowy. Obecnie wyłączniki te nadal są eksploatowane i to w znacznej liczbie. Coraz częściej jednak w sieciach dystrybucyjnych instalowane są wyłączniki próżniowe oraz z SF₆. Dużą zaletą tych wyłączników, oprócz bardzo korzystnych parametrów technicznych, jest brak konieczności częstych przeglądów i konserwacji. W ich przypadku producenci zalecają przegląd dopiero po 30000 cykli załącz-wyłącz [149]. Dąży się także do zwiększenia liczby funkcji, jakie wyłączniki pełnią w sieci (reclosery, separatory).

W wyłącznikach średniego napięcia za element najbardziej przestarzały i zawodny (ponad 70% uszkodzeń) uważa się układ napędowy. W związku z tym trwają poszukiwania lepszych rozwiązań. Do wyłączników próżniowych opracowane zostały między innymi magnetyczne siłowniki z magnesami stałymi, sterowane elektronicznie, działające na innej zasadzie niż obecnie stosowane napędy zasobnikowo-sprężynowe. Energia w nich nie jest magazynowana w sprężynach, dlatego są proste mechanicznie (zmniejszono liczbę części do ok. 40%). Zmodernizowano także wyzwalacze. Do ich zasilenia potrzebna jest niewielka moc (1 V·A) [273].

Wyłączniki najczęściej są stosowane jako niezależne jednostki spełniając wiele „klasycznych” funkcji określonych przez producenta, a wymaganych przez użytkowników. Coraz częściej są one jednak przystosowywane do wypełniania specjalnych zadań i pełnią rolę tzw. wyłączników inteligentnych. W tym celu są wyposażane w układy elektroniczne lub przystosowywane do współpracy z układami wykorzystującymi technikę cyfrową np. do sterowania pracą transformatora.

Prace rozwojowe dotyczące wyłączników koncentrują się obecnie na następujących podstawowych zagadnieniach [273]:

- zwiększeniu zdolności wyłączania prądu głównie przez optymalizację konstrukcji komór gaszeniowych i zmniejszenie wymiarów,
- zmianach konstrukcji oraz zasad działania napędów i zwiększeniu przez to trwałości i niezawodności wyłączników,
- wprowadzaniu dodatkowych urządzeń umożliwiających zwiększenie funkcji wypełnianych przez wyłącznik takich, jak: łączenie synchronizowane, wykorzystanie elementów elektronicznych, które umożliwiają przyłączenie wyłącznika za pomocą interfejsów do układów sterujących pracą sieci rozdzielczej, itp.

Łączenie synchronizowane jest stosowane przede wszystkim w sieciach wysokich napięć, ale dzięki bardzo dobrym warunkom, jakie stwarzają wyłączniki próżniowe, łatwiej jest spełnić trudne wymagania łączenia synchronizowanego (wyprzedzenie 1-3 ms przed przejściem prądu przez zero, rozrzut czasów ± 1 ms, powtarzalność, itp.) i zastosować je w niektórych przypadkach (łączenie transformatorów, baterii kondensatorów, itp.) w sieciach rozdzielczych średniego napięcia. Do tych celów został opracowany specjalny programowalny elektroniczny zespół sterujący, który umożliwia zaprogramowanie działania wyłącznika, w zależności od pełnionej przez niego funkcji i wykonywanych operacji łączeniowych. Pozwala on również uwzględnić takie czynniki, jak: temperatura otoczenia, wartość napięcia sterującego czy zużycie styków. Zostają w ten sposób ograniczone lub wyeliminowane przepięcia, udary prądowe, itp. [273].

Także w budowie linii napowietrznych i kablowych zaobserwować można liczne zmiany. Aktualnie znacznie wzrosła liczba linii napowietrznych budowanych w technologii niepełnoizolowanej lub pełnoizolowanej. Jest to powodowane tym, że stosując elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi można oczekiwać uzyskania znaczących efektów ekonomicznych, liczonych w ciągu wielu lat eksploatacji. Dodatkowymi zaletami takiej linii są: prostota budowy, łatwość demontażu i możliwość ponownego wykorzystania elementów konstrukcyjnych w wypadku przebudowy linii (znacznie większa niż w tradycyjnym budownictwie sieciowym). Ważną cechą jest również możliwość układania na tych samych konstrukcjach wsporczych jednocześnie linii niskiego i średniego napięcia, czyli tworzenia tzw. sieci mieszanych. Jest to cecha bardzo korzystna, zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym.

Głównym źródłem korzyści ekonomicznych ze stosowania linii napowietrznych z przewodami izolowanymi niskiego i średniego napięcia są znacznie mniejsze

oczekiwane koszty eksploatacji w porównaniu z liniami wyposażonymi w przewody gołe. Powyższa cecha będzie prawdopodobnie w niedługim czasie decydującym argumentem za coraz powszechniejszym stosowaniem w praktyce linii izolowanych. Obecnie istnieją dwa zasadnicze rozwiązania konstrukcyjne elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi średniego napięcia: system PAS oraz system ACS-AXUS.

Znacznie rzadziej stosowane są przewody pełnoizolowane. Są to przewody robocze wielożyłowe samonośne lub z linką nośną o izolacji żył roboczych dostosowanej do warunków pracy linii napowietrznej, której wytrzymałość elektryczna odpowiada napięciu znamionowemu linii. Obecnie najczęściej wykorzystywanymi przewodami (kablami) w projektowaniu sieci napowietrznych pełnoizolowanych SN są: SAXKA-W, XRaUHAKXS+Fe, AXCES (3x70/25-AL) i EXCEL (3x10/10-Cu).

W przypadku linii kablowych tzw. kable tradycyjne (izolacja papierowo-olejowa) oraz o izolacji z polietylenu są coraz częściej zastępowane kablami o izolacji z polietylenu sieciowanego o korzystniejszych właściwościach izolacyjnych oraz znacznie dłuższym okresie eksploatacji. Materiał ten wykazuje bardzo dobre właściwości elektryczne i termomechaniczne.

Ostatnie kilka lat to także znaczny rozwój osprzętu do linii kablowych. W powszechnym zastosowaniu znalazły się termokurczliwe i zimnokurczliwe mufy oraz głowice kablowe. Prefabrykowany osprzęt do kabli, praktycznie wyparł stosowane wcześniej mufy i głowice taśmowe oraz żywiczne zalewane. Dostępne są także zestawy do naprawy uszkodzonych kabli zawierające wszystkie potrzebne materiały. Wpływa to w sposób znaczący na skrócenie czasu potrzebnego na dokonanie naprawy, a więc także na obniżenie kosztów związanych z pracą monterów. Nie bez znaczenia jest także sam fakt skrócenia czasu ewentualnych przerw w zasilaniu odbiorców.

Wprowadzenie nowoczesnego systemu nadzoru nad pracą sieci wymaga dużej liczby informacji przekazywanej do tego systemu w czasie rzeczywistym, a także możliwości przesłania sygnałów sterowniczych do urządzeń wykonawczych. Konieczne jest więc wyposażenie sieci elektroenergetycznej w systemy sterowania. Nie zawsze jednak możliwa jest realizacja takiej sieci za pomocą okablowania strukturalnego. W takiej sytuacji wykorzystuje się sterowanie bezprzewodowe. Zdalny bezprzewodowy nadzór, zwany potocznie telemechaniką bezprzewodową, służy do zdalnego monitoringu i sterowania urządzeniami sieci, stacji elektroenergetycznych oraz układów automatyki, których nadzorowanie za pomocą telemechaniki przewodowej jest nieekonomiczne. Przykładem takich elementów są napowietrzne łączniki średniego napięcia, zainstalowane w trudno dostępnym terenie i zazwyczaj rozmieszczone na znacznym obszarze. Generalną zasadą stosowaną w tych rozwiązaniach jest zdalne sterowanie napędem elektrycznym łącznika w terenie, powodującym zmianę jego stanu ruchowego. Istnieje także możliwość dodatkowej transmisji sygnałów, innych niż polecenia sterownicze. Mogą to być sygnały z grupy „ostrzegawczych” lub „informacyjnych”.

Z dostępnych mediów transmisyjnych do zdalnego sterowania wykorzystywane są obecnie technologie łączy radiowych oparte o trunking (system łączności w energetyce zawodowej), sieć GSM, MOBITEK, sieć TETRA, łączność przez systemy satelitarne, radiolinie, łącza komutowane, łącza sieciowe z protokołem TCP/IP, łącza stałe (światłowód, linie telefoniczne, ETN). Szczególnym przypadkiem realizacji łączności w technologii trunkingowej jest zestawienie kanału łączności realizowanej przez więcej niż jedną stację RBS lub przez przemiennik trunkingowy. Oba przypadki zostały w Polsce zastosowane i są z powodzeniem używane [131, 413]. W chwili obecnej większość oferowanych rozwiązań przygotowywana jest do transmisji w oparciu o analogowy system trunkingowy DIGI-COM7, cyfrowy system trunkingowy TETRA, GSM-GPRS/APN, kanał otwarty i łączność satelitarną [131]. W większości aplikacji telemechanika bezprzewodowa jest podsystemem nadrzędnego systemu nadzoru i sterowania typu SCADA.

Sterowanie radiowe składa się z dwóch części, dyspozytorskiej montowanej w miejscu, gdzie stała obsługa nadzoruje system oraz wykonawczej montowanej w terenie. Część dyspozytorską stanowią urządzenia umożliwiające transmisję danych pomiędzy serwerem, a sterownikami łączników zdalnie sterowanych. Dobór elementów części dyspozytorskiej jest uzależniony od rodzaju systemu wspomagania dyspozytora i systemu łączności. Część wykonawcza składa się z zespołu sterującego, zespołu napędowego, łącznika napowietrznego i innych elementów m.in. transformatora, przekładników prądowych lub wskaźnika przepływu prądu zwarciovego, anteny, konstrukcji mocujących, itd.

Łączniki zdalnie sterowane przeznaczone są do pracy głównie w sieciach średniego napięcia, umożliwiając zdalne sterowanie i nadzór nad urządzeniami działającymi w terenie. Znane są także rozwiązania polegające na połączeniu funkcji łączników sterowanych radiowo z lokalną lub globalną automatyką zabezpieczeniową.

W zakresie automatyki sieci SN od kilkunastu lat pojawiają się rozwiązania realizujące w sposób automatyczny eliminowanie uszkodzonych odcinków linii (odgałęzień lub magistrali) celem zachowania „pod napięciem” linii nieuszkodzonych do dalszej pracy (reclosery i separatory). Recloser jest samoczynnym wyłącznikiem zainstalowanym w głębi sieci dystrybucyjnej. Może on współpracować z innymi układami nadzoru i sterowania siecią, lub też stanowić samodzielny układ. W sieciach rozdzielczych może on pełnić różne funkcje:

- automatycznego wydzielenia objętego zwarcie fragmentu sieci, bez zewnętrznej decyzji dyspozytora,
- lokalnej i zdalnej rekonfiguracji sieci,
- automatyki zabezpieczeniowej,
- pomiaru parametrów elektrycznych,
- rejestracji zdarzeń, przebiegu zakłóceń lub rejestracji obciążenia sieci.

Mimo występujących różnic pomiędzy rodzajami urządzeń i ich miejscem zainstalowania automatyka sieci opiera się na głównej zasadzie, jaką jest wyeliminowanie uszkodzonego odcinka i zasilanie maksymalnego fragmentu sieci nieuszkodzonej w sposób automatyczny. Odbywa się to głównie we współpracy z automatyką SPZ,

zlokalizowaną w polu zasilającym stacji GPZ lub w wyłączniku wyniesionym w sieć, wyposażonym w kompletny układ zabezpieczeń i pomiarów. Automatyka zrealizowana może być na wyłączniku (recloser) oraz współpracujących z nim rozłącznikach. Wyłącznik wyposaża się wówczas w zdalne sterowanie z funkcjami załącz i wyłącz oraz z blokowaniem i nastawianiem poszczególnych rodzajów zabezpieczeń zdalnie w systemie trunkingowym z poziomu telemechaniki Ex. Zadaniem automatyki jest ochrona głównego odcinka magistrali SN poprzez awaryjne odcięcie uszkodzonego odcinka linii i zachowanie głównego ciągu pod napięciem.

Kolejnym rodzajem automatyki sieci SN jest automatyka eliminowania uszkodzonego elementu sieci pierścieniowej poprzez „przeniesienie” punktu stałego podziału na uszkodzony odcinek sieci pierścieniowej poprzez operacje łączeniowe wykonywane automatycznie. Zachowane są nieuszkodzone fragmenty sieci zasilane z dwóch źródeł i wyeliminowany jest tylko obszar uszkodzony.

Oczekiwany efektem wykorzystania zdalnego sterowania łącznikami, połączonego z odpowiednio dobraną automatyką sieciową (reclosery i separatory) są [413, 449]:

1. Całkowita kontrola nad urządzeniami zainstalowanymi w sieci.
2. Skrócenie czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców.
3. Minimalizacja czynności łączeniowych związanych z lokalizacją uszkodzeń linii (eliminacja lub ograniczenie załączania i wyłączania napięcia w krótkich okresach czasu, optymalizacja ruchu brygad naprawczych, ograniczenie zużycia urządzeń łączeniowych).
4. Ochrona głównego trzonu linii przed wpływem uszkodzeń na odgałęzieniach.
5. Znaczne skrócenie czasu usuwania awarii (usuwanie awarii zamiast długotrwałej lokalizacji, dojazd brygady naprawczej w pobliże miejsca powstania zakłócenia).
6. Zmniejszenie stopnia niezadowolenia znacznej ilości kontrahentów.
7. Bezpieczne i bezobsługowe wykonywanie czynności łączeniowych w terenie.
8. Długotrwała praca przy braku zasilania.
9. Prawidłowa praca w ekstremalnych warunkach terenowych i pogodowych.

Znaczne koszty funkcjonowania spółek dystrybucyjnych są związane z koniecznością odczytów wskazań liczników energii elektrycznej u odbiorców. Aktualnie produkowane cyfrowe liczniki energii elektrycznej są wyposażone w układy zdalnego przesyłu i transmisji danych. Istnieje więc możliwość odczytu wskazań liczników w sieci rozproszonej na znacznym terenie z poziomu komputera znajdującego się w Spółce Dystrybucyjnej oraz wyeliminowanie kosztów związanych z zatrudnieniem i wyposażeniem inkasentów. Dodatkowo eliminowany jest także problem bilansowania mocy i energii w systemie elektroenergetycznym, gdyż odpowiednie aplikacje informatyczne same dokonują bilansowania za dowolny okres czasu, na podstawie napływających danych pomiarowych.

Każdy taki system pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej składa się z trzech podstawowych elementów:

1. Układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej.
2. Układu zdalnego odczytu i transmisji danych pomiarowych.
3. Centralnego systemu gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

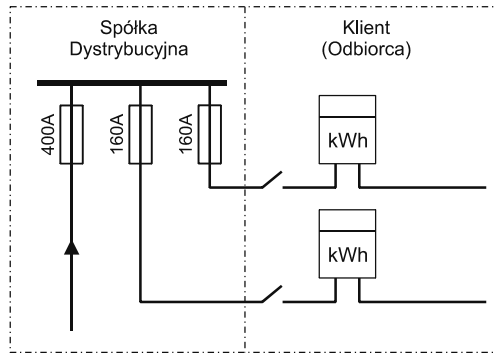
Systemy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiają:

1. Pomiar praktycznie wszystkich wielkości związanych z przepływem energii elektrycznej.
2. Kompletną rejestrację danych źródłowych.
3. Monitoring parametrów energii.
4. Realizację złożonych funkcji rozliczeniowych, symulacyjnych, statystycznych.
5. Udostępnianie danych pomiarowych w postaci raportów, tabel, wykresów oraz wielowymiarowych analiz.
6. Wymianę danych z innymi systemami z zachowaniem typowych standardów (WIRE/UR).

Możliwości jakie dają nam obecnie systemy pomiarowe energii elektrycznej są ogromne. Prawidłowo wykorzystywane przez wykwalifikowanych pracowników mogą przynieść znaczące ograniczenie kosztów związanych z zakupami energii elektrycznej dla odbiorców poprzez np. optymalny dobór mocy umownej, optymalny dobór taryfy opłat za energię czy też kompensację mocy biernej. Aplikacje występujące w systemach pomiarowych umożliwiają rozliczenie sprzedanej energii elektrycznej oraz służą do określenia różnicy bilansowej pomiędzy energią wprowadzoną a oddaną (sprzedaną). Systemy pomiarowe energii elektrycznej są również idealnym narzędziem do wspierania działalności OSD w takich obszarach jak prowadzenie ruchu i eksploatacji sieci oraz w obszarze strat technicznych czy handlowych. Umożliwiają racjonalizację w prowadzeniu ruchu i eksploatacji urządzeń oraz sieci przesyłowych poprzez np. zwiększenie przekrojów przewodów w celu poprawy warunków napięciowych, optymalny dobór transformatorów do obciążeń, wykrywanie przypadków nielegalnego poboru energii elektrycznej, monitoring podstawowych parametrów pracy sieci. W przypadku zaniku napięcia u odbiorców, system pomiarowy wysyła informację do rejonowej dyspozycji mocy, która natychmiast może przystąpić do usuwania awarii. Powoduje to znaczne skrócenie czasu przerw beznapięciowych.

Analizując pracę brygad pogotowia energetycznego, a dokładniej przyczyny interwencji, można zauważyć, iż przyczyną około 20% wszystkich wyjazdów, jest konieczność załączenia wyłączników nadmiarowoprądowych lub wymiany bezpieczników topikowych zainstalowanych jako zabezpieczenia przedlicznikowe w WLZ-ach. Jest to spowodowane tym, iż zabezpieczenia te instalowane są wewnątrz oplombowanych złączy kablowo-pomiarowych. Rozwiązaniem jest stosowanie skrzynek (złączy) kablowo-pomiarowych dwuczęściowych, w których część kablowa z zabezpieczeniami głównymi znajduje się w oplombowanej części należącej do spółki dystrybucyjnej, natomiast licznik wraz z zabezpieczeniami

przedlicznikowymi w części dostępnej dla klienta. W sytuacji takiej, odbiorca może sam przywrócić zasilanie poprzez załączenie zabezpieczenia nadmiarowoprądowego. Przykład takiego złącza przedstawia rysunek Z1.1.



Rys. Z1.1. Przykładowy schemat złącza ZKP z zabezpieczeniami przedlicznikowymi umieszczonymi w części dostępnej dla klienta

Przedstawione powyżej zagadnienia nie wyczerpują tematu nowych rozwiązań organizacyjnych oraz technologicznych w dziedzinie eksploatacji sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia. Przedstawione zostały jedynie te najważniejsze. Już jednak ich analiza pozwala na stwierdzenie, iż wraz z wprowadzaniem nowych technologii, zmianie będą ulegały wskaźniki oraz właściwości niezawodnościowe poszczególnych urządzeń i obiektów elektroenergetycznych, a także całych sieci dystrybucyjnych. Autor niniejszego opracowania analizował już wpływ wprowadzenia techniki prac pod napięciem na wskaźniki określające ciągłość zasilania odbiorców. Wykazał znaczną poprawę wskaźników niezawodnościowych po wprowadzeniu prac pod napięciem jako standardu pracy brygad remontowych. Dalsze badania w tej dziedzinie są konieczne. Jest to spowodowane faktem, iż nawet najmniejsza zmiana w konfiguracji sieci, zmiana sposobu jej eksploatacji, czy wymiana urządzenia na nowe powodują zmianę jej wskaźników niezawodnościowych. Badania takie są prowadzone permanentnie przez autora monografii.

Załącznik 2. Generacja rozproszona w dystrybucyjnych sieciach SN i N

Energetyka rozproszona obejmuje bardzo duży zakres technologii energetycznych małej skali do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i paliw płynnych w sposób zdecentralizowany i do ich lokalnego wykorzystania. W odniesieniu do energii elektrycznej nazywana jest ona generacją rozproszoną (ang. *distributed generation*). Obejmuje ona małe (o mocy znamionowej do 50-150 MW) jednostki lub obiekty wytwórcze, przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnych (rozdzielczych) lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy (za urządzeniami pomiarowo-rozliczeniowymi). Źródła generacji rozproszonej nie podlegają centralnemu planowaniu rozwoju i dysponowaniu mocą. Najczęściej produkują one energię elektryczną z OZE lub w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W Polsce do lat 90. XX wieku rozproszone źródła energii stanowiły głównie zasilanie rezerwowe (awaryjne), na wypadek przerw w dostawie energii, lub zasilają niewielkich autonomicznych odbiorców nie posiadających dostępu do sieci. Udział niezależnych producentów w całkowitym bilansie energii był bardzo mały. W roku 1990 stanowił tylko około 3-4%. Korzystne warunki rozwoju generacji rozproszonej pojawiły się w związku z powstaniem nowych źródeł wykorzystujących lokalne zasoby energii. Czynnikiem, które sprzyjają rozwojowi generacji rozproszonej są także [96, 154, 181]:

- rozwój technologii wytwarzania energii i pojawienie się źródeł wysoko-sprawnych, o mniejszych kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych oraz krótkich cyklach budowy,
- demonopolizacja i prywatyzacja sektora energetycznego, umożliwiająca budowę źródeł wykorzystujących lokalne zasoby energii w pobliżu odbiorców końcowych,
- konieczność poprawy bezpieczeństwa energetycznego poprzez zwiększenie pewności zasilania, zmniejszenie strat sieciowych oraz obciążenia szczytowego, przy jednoczesnym ograniczeniu nakładów na rozbudowę i modernizację sieci przesyłowych,
- zmniejszenie uzależnienia od zewnętrznych nośników energii, zwłaszcza ropy i gazu,
- sprzyjająca rozwojowi generacji rozproszonej polityka energetyczna i ochrony środowiska oraz różne formy wsparcia, zwłaszcza dla OZE.

Mimo, iż aktualnie nadal na rynku dominującą rolę odgrywa generacja scentralizowana (ponad 90% rynku energii elektrycznej), to wśród nowych inwestycji dominują te, które zaliczyć można do generacji rozproszonej. Udział generacji rozproszonej jest nadal niewielki, ale systematycznie wzrasta. Aby rozwój tego sektora znacznie przyspieszył, konieczne są regulacje prawne, które spowodują ułatwienie rozpoczęcia działalności w obszarze zdominowanym przez dotychczasowych monopolistów. Proces dostosowywania regulacji prawnych i przechodzenia od energetyki scentralizowanej do rozproszonej może potrwać nawet kilkadziesiąt lat, a ostateczne skutki są trudne do przewidzenia. Jest to spowodowane głów-

nie ścieraniem się ze sobą sprzecznych interesów dotychczasowych dostawców energii (monopolistów) z tzw. energetyką prosumencką. Zagadnienie to zostało w sposób kompleksowy rozpatrzone w publikacjach [325, 326]. Przedstawione zostały w nich zmagania zainteresowanej utrzymaniem status quo energetyki „korporacyjnej” (wielkoskalowej) i energetyki prosumenckiej (głównie mikrogeneracji).

Z punktu widzenia odbiorcy energii i jego potrzeb energetycznych, główne obszary rozwoju i segmenty rynku stosowania technologii generacji rozproszonej to [96]:

- a) odbiorcy indywidualni – gospodarstwa domowe z mocą źródła do 10 kW,
- b) gospodarstwa rolne wraz z małymi przedsiębiorstwami z mocą źródeł do 100 kW,
- c) lokalne społeczności – gminy i osiedla oraz średnie przedsiębiorstwa z mocą źródeł rzędu 10 MW.

W koncepcji generacji rozproszonej podmioty te inwestują przede wszystkim w źródła na własne potrzeby i sprzedaż (jako prosumenci) nadwyżek energii do sieci.

Źródła energii wykorzystywane w generacji rozproszonej różnią się między sobą zarówno pod względem mocy, jak i zastosowanych technologii. Biorąc pod uwagę wielkość źródła, można wyróżnić [96, 154, 302]:

- mikrogenerację rozproszoną, o mocy poniżej 5kW,
- małą generację rozproszoną, o mocy od 5 kW do 5 MW,
- średnią generację rozproszoną, o mocy od 5 MW do 50 MW,
- dużą generację rozproszoną, o mocy od 50 MW do 150 MW.

Generacja rozproszona jest często błędnie utożsamiana tylko z odnawialnymi źródłami energii, jednakże należą do niej także źródła wykorzystujące paliwa kopalne. Uwzględniając zastosowaną technologię, źródła generacji rozproszonej można podzielić na [96, 154, 302]:

- źródła oparte na technologiach wykorzystujących paliwa kopalne (coraz powszechniej stosuje się procesy skojarzone: kogeneracja, trigeneracja, poligeneracja),
- źródła oparte na technologiach wykorzystujących odnawialne zasoby energii.

Podział źródeł wykorzystywanych w generacji rozproszonej ze względu na rodzaj wykorzystywanych zasobów energii pierwotnej przedstawia rysunek Z2.1.

Z praktycznego punktu widzenia najistotniejszy jest podział źródeł generacji rozproszonej ze względu na zastosowaną technologię. Wyróżnić można tu [96, 154, 302]:

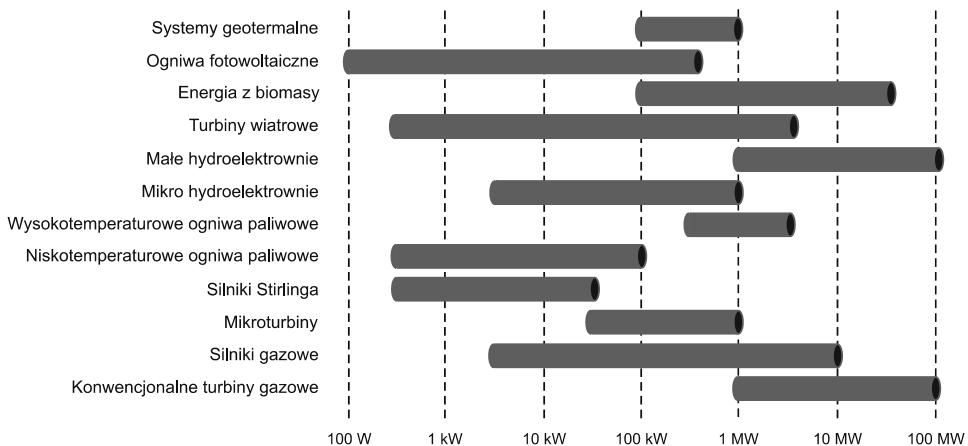
- silniki Diesla,
- silniki tłokowe,
- turbiny gazowe,
- mikroturbiny,
- ogniwa paliwowe,
- silniki Stirlinga,
- układy skojarzone oparte na turbinach gazowych, silnikach tłokowych, silnikach Stirlinga i ogniwach paliwowych,

- małe elektrownie wodne,
- elektrownie wiatrowe,
- elektrownie geotermiczne,
- systemy fotowoltaiczne,
- układy heliologiczne,
- technologie wykorzystujące biomasę i odpady,
- technologie wykorzystujące pływy, prądy i falowanie mórz oraz ciepło oceaniczne,
- zasobniki energii.



Rys. Z2.1. Podział źródeł generacji rozproszonej ze względu na rodzaj wykorzystywanych zasobów energii pierwotnej

Na rysunku Z2.2 przedstawione zostały zakresy mocy znamionowych źródeł wykorzystywanych w technologii generacji rozproszonej.



Rys. Z2.2. Zakres mocy źródeł generacji rozproszonej

Bardzo ważnym kryterium podziału źródeł generacji rozproszonej jest ich przeznaczenie. W tabeli Z2.1 przedstawione zostały podstawowe zastosowania tych źródeł [181].

Tabela Z2.1. Podział źródeł generacji rozproszonej ze względu na ich zastosowanie

Lp.	Segment rynku	Charakterystyka
1.	Rezerwa mocy (ang. <i>standby</i>)	Wykorzystanie generacji rozproszonej w przypadku obciążenia wrażliwego na zakłócenia w dostawie energii.
2.	Praca wyspowa (ang. <i>stand alone</i>)	Wyizolowane geograficznie obszary, nieposiadające połączenia z siecią elektroenergetyczną zazwyczaj używają technologii generacji rozproszonej jako źródła.
3.	Wykorzystanie na obszarach wiejskich oraz do zdalnego sterowania	Źródła generacji rozproszonej mogą być wykorzystane poza siecią zawodową do zdalnego sterowania przy np. oświetlaniu, ogrzewaniu, chłodzeniu, itp., a nawet przy małych procesach przemysłowych. Mogą także wspierać regulację napięć na obszarach wiejskich przyłączonych do sieci.
4.	Wykorzystanie w szczycie obciążenia (ang. <i>peak load shaving</i>)	Koszt energii elektrycznej zmienia się zgodnie z krzywą obciążenia i dostępną w poszczególnych przedziałach czasowych mocą generacyjną. Źródła generacji rozproszonej mogą zaopatrywać sieć w energię podczas obciążenia szczytowego, co wpływa na zmniejszenie kosztów dostarczenia energii do odbiorców.
5.	Praca w skojarzeniu (wytworzenie energii elektrycznej oraz ciepła)	Urządzenia pracujące w skojarzeniu posiadają bardzo wysoką sprawność, ponieważ ciepło powstające w procesie wytwarzania energii elektrycznej nie jest marnowane, lecz wykorzystywane przez odbiorców.
6.	Obciążenie podstawowe	Źródła generacji rozproszonej będące własnością operatora sieci rozdzielczej są często wykorzystywane do pokrycia części obciążenia podstawowego i poprawy poziomów napięć w systemie, do redukcji strat przesyłowych i poprawy jakości energii.
7.	Dostawa ciepła	Wiele technologii generacji rozproszonej pracuje w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Ciepło może być wytwarzane w kolektorach słonecznych, w kotłach spalających biomasę, z biopaliw, ze źródeł geotermalnych.

Rozpatrując możliwości przyłączenia lokalnego źródła energii elektrycznej do istniejących struktur sieci elektroenergetycznych średniego bądź niskiego napięcia konieczna jest analiza uwarunkowań technicznych takiego przedsięwzięcia, spośród których na pierwszy plan wysuwają się zagadnienia dotyczące [154]:

- określenia zdolności przesyłowej SEE w obrębie punktu przyłączenia źródła lokalnego do sieci, przy uwzględnieniu poziomu napięcia pracy w punkcie włączenia linii sprzęgającej,
- określenia warunków napięciowych w otoczeniu punktu włączenia zarówno w stanach pracy normalnej, jak i w stanach zakłóceń (istotnym problemem mogą być odchylenia i wahania napięcia wywołane pracą lokalnych generatorów, które mogą się nałożyć na wahania wynikające ze zmienności obciążenia),
- określenia warunków zwarciovych w otoczeniu punktu włączenia,

- określenia warunków równowagi dynamicznej w stanach przejściowych, zwłaszcza w sytuacji utraty zdolności generacji lokalnej,
- właściwego doboru i koordynacji pracy układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i to zarówno w nowo projektowanych układach sieciowych, jak i istniejących, do których podsystem wytwórczo-odbiorczy (względnie źródło generacji rozproszonej) zostanie przyłączony. Przykładowo, dla sieci dystrybucyjnych – pracujących na ogół w strukturach otwartych – może się okazać konieczna zmiana koncepcji istniejących układów pracy zabezpieczeń na układy z przekąźnikami kierunkowymi,
- możliwości zakłóceń w pracy zabezpieczeń przy małym udziale pokrywania zapotrzebowania na moc z systemu elektroenergetycznego (w pewnych sytuacjach może dojść do konieczności ograniczenia pracy generatora lokalnego zabezpieczeniami pod- i nadnapięciowymi w celu utrzymania parametrów jakościowych napięcia w sieci),
- celowości stosowania układów automatyki rozcinającej w liniach sprzęgających lokalne źródło wytwórcze z siecią elektroenergetyczną, działających w stanach zakłóceń, a zwłaszcza w przypadkach zagrożenia stabilności pracy podsystemu wytwórczo-odbiorczego. Ponadto zainstalowanie układów automatyki rozcinającej ma istotne znaczenie w sytuacjach, gdy istnieje realna możliwość niesynchronicznego połączenia wydzielonego do pracy wyspowej podsystemu wytwórczo-odbiorczego z pozostałą częścią systemu elektroenergetycznego. Może to mieć miejsce w wyniku zadziałania układów automatyki restytucyjnej zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej, a niewyposażonych w układy kontroli synchronizmu (np. układy SPZ, SZR, itp.),
- identyfikacji wydzielenia podsystemu wytwórczo-odbiorczego do pracy wyspowej,
- określenia warunków pracy punktu neutralnego lokalnego generatora oraz wartości prądów ziemnozwarciowych w sieci, do której generator jest przyłączony,
- określenia zasad przekazu informacji o stanie pracy lokalnego podsystemu wytwórczo-odbiorczego do nadrzędnego systemu sterowania pracą sieci dystrybucyjnej,
- opracowania jednoznacznych procedur rozruchowo-eksploatacyjnych dotyczących między innymi zasad synchronizacji, odłączenia źródła wytwórczego od systemu oraz zasad wydzielenia lokalnego podsystemu wytwórczo-odbiorczego do pracy wyspowej (praca autonomiczna źródła generacji rozproszonej).

Pojawienie się źródła rozproszonego w sieci dystrybucyjnej musi być poprzedzone odpowiednią procedurą związaną z jego przyłączeniem. Wymogi tej procedury wynikają z obowiązujących przepisów i wymagań określonych w rozporządzeniu „przyłączeniowym” [353] oraz w odpowiednich instrukcjach (w szczegól-

ności Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – IRiESD) właściwych dla danego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), do sieci którego przyłączone jest źródło rozproszone.

Przy przyłączaniu źródeł generacji rozproszonej do sieci elektroenergetycznych należy rozpatrzyć ich wpływ na wiele obszarów. Tabela Z2.2 przedstawia najważniejsze z nich [302].

Tabela Z2.2. Obszary w których należy uwzględnić wpływ źródeł generacji rozproszonej

Lp.	Obszar	Charakterystyka
1.	Niezawodność systemu	Zależnie od udziału generacji rozproszonej, rodzaju jednostek i ich charakterystyk niezawodnościowych oraz przyszłych rezerw mocy w systemie jego niezawodność może zmaleć lub wzrosnąć.
2.	Regulacja częstotliwości	Może zaistnieć potrzeba stosowania lokalnych urządzeń do regulacji częstotliwości, a także mogą być potrzebne nowe techniki utrzymywania częstotliwości w połączonych systemach elektroenergetycznych.
3.	Sterowanie systemu	Przy stosowaniu rozproszonych systemów sterowania mogą wystąpić konflikty z nadrzędnymi systemami sterowania.
4.	Modelowanie systemu	Obecnie stosowane metody analizy systemu wykorzystują założenia, które mogą nie być aktualne przy znaczącym udziale generacji rozproszonej – może okazać się konieczne opracowanie nowych metod i narzędzi do analiz (np. stabilności).
5.	Planowanie rozwoju	Przy dużym udziale generacji rozproszonej mogą być potrzebne nowe metody i narzędzia do planowania rozwoju systemu (np. planowanie w ujęciu regionalnym).
6.	Prognozowanie obciążeń	Stosowane metody powinny umożliwiać uwzględnienie zwiększonego udziału generacji rozproszonej – należy oczekiwać szerszego wykorzystywania metod sztucznej inteligencji.
7.	Planowanie remontów, dobór składu jednostek i rozdział obciążenia	Obecnie stosowane metody należy zweryfikować i ewentualnie zmodyfikować, tak aby uwzględnić wprowadzanie źródeł rozproszonych do systemu.
8.	Bezpieczeństwo pracy systemu	Należy odpowiednio zmodyfikować narzędzia do oceny bezpieczeństwa pracy systemu (np. uzupełnić listę potencjalnych zakłóceń o awarie źródeł rozproszonych).
9.	Jakość energii elektrycznej	Należy uwzględnić występowanie po stronie źródeł systemu napędów o zmiennej prędkości oraz urządzeń energoelektronicznych (np. falowniki). Potrzebne będą nowe narzędzia do analizy i sterowania jakością energii elektrycznej w systemie.
10.	Automatyka zabezpieczeniowa	Występowanie źródeł rozproszonych w sieciach rozdzielczych (np. na końcach linii promieniowych) skomplikuje zagadnienia doboru i koordynacji zabezpieczeń.

Obiektywna ocena źródeł generacji rozproszonej, jak i ich wpływu na system elektroenergetyczny wymaga starannego przeanalizowania ich wszystkich zalet i wad. W tabeli Z2.3 przedstawione zostały ogólne cechy źródeł generacji rozproszonej [292].

Tabela Z2.3. Potencjalne zalety i wady generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym

Lp.	Kryterium	Zalety	Wady
1.	Decentralizacja wytwarzania	<ol style="list-style-type: none"> Umieszczenie źródeł w pobliżu odbiorców może zwiększać ich świadomość dotyczącą użytkowania energii, wpływu na środowisko i w konsekwencji kształtować podejścia energooszczędne i proekologiczne. Ograniczenie potencjalnych skutków dla systemu awarii dużych jednostek. Powstanie wielu niezależnych podmiotów oraz tworzenie i rozwój lokalnych rynków energii. 	<ol style="list-style-type: none"> Jednostkowe koszty operacyjne wytwarzania mogą być wyższe niż w przypadku dużych elektrowni. W pobliżu małych źródeł może rosnąć poziom mocy zwarciowych, co podnosi koszty aparatury sieciowej.
2.	Straty energii	<ol style="list-style-type: none"> Zmniejszenie strat przesyłu i dystrybucji, gdy źródła są umieszczone dostatecznie blisko odbiorców. 	<ol style="list-style-type: none"> W przypadku większych jednostek generacji rozproszonej pozbawionych pobliskich odbiorców straty mogą być wyższe niż dla generacji scentralizowanej.
3.	Koszty przesyłu i dystrybucji	<ol style="list-style-type: none"> Obniżenie kosztów rozbudowy sieci. Redukcja istniejących ograniczeń sieciowych. 	<ol style="list-style-type: none"> Źródła rozproszone mogą stwarzać zapotrzebowanie na moc bierną, zwiększając straty sieciowe i wpływając niekorzystnie na poziomy napięcie w sieci. Rozproszenie źródeł w sieci może komplikować jej sterowanie i podnosić koszty automatyki.
4.	Oddziaływanie na środowisko	<ol style="list-style-type: none"> Korzyści wynikające z wykorzystania źródeł odnawialnych, skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz paliw o niskiej emisji (gaz ziemny). 	<ol style="list-style-type: none"> Wkomponowanie w krajobraz dużej liczby obiektów może być niekiedy trudniejsze niż jednej dużej elektrowni. Wzrasta prawdopodobieństwo niewłaściwego zagospodarowania obiektu po zakończeniu eksploatacji.
5.	Efekt skali	<ol style="list-style-type: none"> Korzyści wynikające z masowej produkcji jednostek wytwórczych generacji rozproszonej. Obniżenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych poprawia konkurencyjność generacji rozproszonej. 	<ol style="list-style-type: none"> Większe jednostki wytwórcze generacji scentralizowanej mają zwykle wyższą sprawność.
6.	Rozszerzenie katalogu mocy jednostek	<ol style="list-style-type: none"> Lepsze możliwości dopasowania do zapotrzebowania dzięki mniejszym różnicom między mocami jednostek. 	<ol style="list-style-type: none"> Koszty marginalne mogą być wyższe niż dla dużych bloków systemowych.
7.	Usługi systemowe	<ol style="list-style-type: none"> W pojedynczych przypadkach zapotrzebowanie na usługi systemowe może zmaleć dzięki odciążeniu elementów systemu. 	<ol style="list-style-type: none"> Po wprowadzeniu generacji rozproszonej zapotrzebowanie na usługi systemowe może wzrosnąć, szczególnie z uwagi na konieczność rezerwowania mocy tych źródeł.
8.	Pewność zasilania	<ol style="list-style-type: none"> Na obszarach peryferyjnych systemu pewność zasilania odbiorców może wzrosnąć. 	<ol style="list-style-type: none"> Generacja rozproszona może obniżyć pewność zasilania w lokalnej sieci i powodować pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej

Zwiększony udział źródeł rozproszonych w strukturze mocy wytwórczych zmienia w istotny sposób funkcje dystrybucyjnej infrastruktury sieciowej. Sieć

dystrybucyjna musi być projektowana i eksploatowana jako struktura zintegrowana, realizująca złożone operacje pod nadzorem wielu ośrodków operatorskich z wykorzystaniem nowoczesnych technologii informatycznych. Możliwe są trzy zasadnicze modele realizacji tej idei [235]:

- Mikro (lub mini) sieć dystrybucyjna (microgrid, minigrid), o charakterze lokalnym łącząca licznych odbiorców z licznymi wytwórcami i urządzeniami magazynującymi energię. Model mikrosieci jest rozwiązaniem typowym dla autonomicznych (wyspowych) systemów zaopatrzenia w energię, dla których zasilanie z sieci przesyłowej jest ekonomicznie nieuzasadnione. Możliwa jest również współpraca z siecią przesyłową w warunkach normalnych i przejście do pracy wyspowej w stanach awaryjnych systemu.
- Sieć aktywna, wspomagana nowoczesnymi technologiami informacyjnymi i komunikacyjnymi (ICT). Model ten może być wynikiem ewolucji istniejących pasywnych sieci dystrybucyjnych i stymulować rozwój źródeł rozproszonych we wstępnej fazie deregulacji sektora elektroenergetycznego. U podstaw idei sieci aktywnej leżą dwie nowatorskie koncepcje: redundancyjne zapewnienie połączeń węzłów wytwórczych i odbiorczych sieci dystrybucyjnej („connectivity”) oraz interaktywność struktury sieciowej z odbiorcami. Podczas gdy tradycyjne sieci zachowują się neutralnie wobec zakłóceń po stronie popytowej (odbiorcy) i podażowej (wytwórcy), zasada aktywności zakłada adaptacyjne reagowanie sieci na naruszenie zdolności do zaspokojenia potrzeb konsumenta.
- Model internetowy jest rozwinięciem modelu sieci aktywnej od poziomu lokalnego do skali globalnej, lecz z rozproszeniem funkcji kontrolnych na cały system. Przepływ informacji przez www/internet daje możliwość zrealizowania idei sterowania rozproszonego, w której każdy węzeł sieciowy (wposażony w sprzęt komunikacyjno-informatyczny) działa autonomicznie w ramach globalnego protokołu.

W przypadku uwzględnienia technologii generacji rozproszonej niezawodność dostaw i jakość energii stają się problemami znacząco bardziej złożonymi, niż miało to miejsce w infrastrukturach tradycyjnych. Wprowadzanie źródeł na poziomie sieci dystrybucyjnych powoduje zmiany wartości i kierunku przepływów mocy, wpływających na stabilność pracy i jakość energii elektrycznej. Jakość energii jest tu pojęciem określającym interakcyjne związki producentów i konsumentów, a określenie dopuszczalnych wartości parametrów definiujących tę jakość jest uzależnione od rozważanego segmentu odbiorców. Coraz powszechniejsze staje się indywidualizowanie oferty parametrów jakościowych, zależnych od czułości odbiorcy. Wprowadzenie generacji lokalnej lub układów magazynowania energii staje się naturalnym sposobem spełnienia wymagań odbiorców wrażliwych. Rozpowszechnienie źródeł umożliwia operatorowi szybkie reagowanie dla utrzymania zbilansowania mocy czynnej i biernej na poziomie lokalnym i kompensowania wpływu odbiorców niespokojnych. Niezbędne jest jednak opracowanie odpowied-

nich standardów technicznych, zapewniających kompromis pomiędzy większą penetracją generacji rozproszonej a wymaganiami jakościowymi. Znacząca nieprzewidywalność generacji pewnych technologii, stwarza zaostrzone wymagania w zakresie nowych, elastycznych i efektywnych narzędzi zarządzania, łącznie z procedurami prognostycznymi [235].

Powyższe rozważania wskazują na konieczność prowadzenia szczegółowych analiz niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia z uwzględnieniem technologii generacji rozproszonej. Analizy takie powinny być prowadzone z uwzględnieniem wielu czynników, jak moc przyłączonych źródeł generacji rozproszonej, ich rodzaj, miejsce przyłączenia, charakterystyka oraz liczba odbiorców, itp. Badania takie stanowią kierunek dalszej pracy badawczej autora niniejszej pracy.

Załącznik 3. Wpływ bezpieczników topikowych SN oraz nN na pracę sieci dystrybucyjnych

W obwodach elektrycznych niskiego i średniego napięcia bezpieczniki służą do zabezpieczania urządzeń przed skutkami zwarć i przeciążeń.

Ze względu na swe zalety bezpieczniki są powszechnie stosowanym środkiem zabezpieczenia obwodów elektrycznych. Zaletami bezpieczników są:

- prosta budowa,
- łatwość obsługi i konserwacji,
- mały koszt,
- łatwość uzyskania konstrukcji o dużej zdolności wyłączeniowej,
- krótki czas przedłukowy przy dużych prądach zwarciovych i ograniczenie prądu udarowego.

Do wad bezpieczników, które zmuszają niekiedy do stosowania bardziej skomplikowanych i droższych przyrządów należy zaliczyć:

- konieczność wymiany wkładki topikowej po każdym zadziałaniu,
- stosunkowo długi czas wymiany wkładek i związane z tym długie przerwy w ruchu,
- niewielką dokładność działania,
- brak możliwości regulacji charakterystyki prądowo-czasowej,
- wyłączenie jednobiegunowe.

Bezpieczniki stacyjne nN służą do zabezpieczenia urządzeń elektroenergetycznych stacji przed skutkami zwarć w liniach odpływowych nN. Bezpieczniki wysokonapięciowe są przeznaczone do zabezpieczania od skutków zwarć transformatorów, baterii kondensatorów, a także odgałęzień linii o niewielkich obciążeniach i dużych mocach zwarciovych.

Zastosowanie bezpieczników SN w połączeniu z rozłącznikami umożliwia w wielu przypadkach wyeliminowanie wyłączników wysokiego napięcia i znaczne oszczędności inwestycyjne bez istotnego pogorszenia warunków niezawodnościowych. Ogranicza się jedynie nieco „elastyczność układu” [30].

Dobierając wkładkę bezpiecznikową do konkretnych warunków sieciowych, należy zwrócić uwagę, aby [30, 240]:

- napięcie znamionowe odpowiadało napięciu sieci,
- prąd znamionowy ciągły był dobrany właściwie do rodzaju i mocy odbiornika (inne są zasady doboru bezpieczników do transformatorów, kondensatorów, przekładników, czy też linii),
- prąd wyłączalny wkładki był większy od spodziewanego prądu zwarciovego,
- zwarcie wyłączał bezpiecznik najbliższy miejscu zwarcia, co należy sprawdzić na charakterystyce czasowo-prądowej,
- nie uległy zniszczeniu chronione urządzenia, co należy sprawdzić na charakterystyce prądów ograniczonych.

Ze względu na odmienne warunki środowiskowe w miejscu zainstalowania oraz zróżnicowane obciążenie, analizie poddano niezależnie bezpieczniki SN i nN w stacjach wewnętrznych i napowietrznych SN/nN oraz bezpieczniki nN zainstalowane w liniach nN (coraz rzadziej), a także w złączach nN.

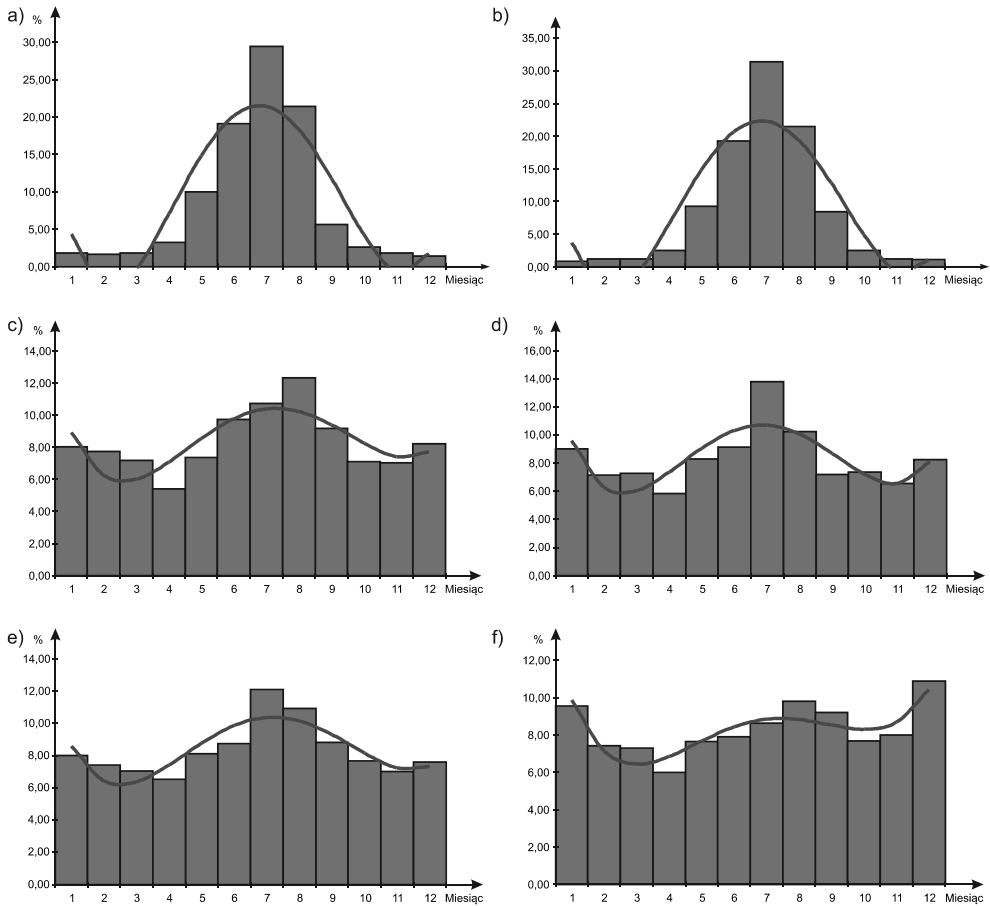
1. Analiza sezonowości oraz przyczyn wyłączeń układów sieciowych przez bezpieczniki topikowe

W tabeli Z3.1 przedstawiona została częstość wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe w poszczególnych miesiącach roku. Dane te w postaci histogramów oraz funkcje aproksymacyjne przedstawione zostały na rysunku Z3.1.

W przypadku bezpieczników SN sezonowa zmienność liczby wyłączeń jest znacznie większa niż w przypadku bezpieczników nN. Najwięcej wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki średniego napięcia, zarówno w stacjach wewnętrznych, jak i napowietrznych, zaobserwowano w okresie letnim (maj–sierpień). W okresie tym wystąpiło 2293 wyłączenia w stacjach wewnętrznych oraz 3495 wyłączeń w stacjach napowietrznych, co stanowi odpowiednio 79,95% oraz 81,24% wszystkich wyłączeń powodowanych przez te bezpieczniki. Najwięcej wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki niskiego napięcia zaobserwowano także w okresie letnim (czerwiec–wrzesień). W okresie tym wystąpiło 2167 wyłączeń w stacjach wewnętrznych, 6827 wyłączeń w stacjach napowietrznych, 2037 wyłączeń w liniach nN oraz 1318 wyłączeń w złączach, co stanowi odpowiednio 41,96%, 40,32%, 40,59%, oraz 35,51% wszystkich wyłączeń powodowanych przez te bezpieczniki. Dla bezpieczników niskiego napięcia występuje także drugi okres podwyższonej liczby wyłączeń w okresie zimowym (styczeń, grudzień). W okresie tym wystąpiło 838 wyłączeń w stacjach wewnętrznych, 2920 wyłączeń w stacjach napowietrznych, 783 wyłączenia w liniach nN oraz 759 wyłączeń w złączach, co stanowi odpowiednio 16,22%, 17,24%, 15,60%, oraz 20,45% wszystkich wyłączeń powodowanych przez te bezpieczniki. W pozostałych miesiącach liczba wyłączeń przez bezpieczniki topikowe kształtuje się poniżej średniej intensywności i zmienia się w nieznacznym zakresie.

Tabela Z3.1. Częstość wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe w poszczególnych miesiącach roku [%]

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN wewnętrznych	1,85	1,64	1,85	3,24	9,97	19,11	29,43	21,44	5,61	2,62	1,85	1,39
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN napowietrznych	0,79	1,16	1,19	2,46	9,27	19,20	31,33	21,43	8,39	2,51	1,19	1,07
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN wewnętrznych	8,02	7,73	7,18	5,40	7,38	9,72	10,75	12,31	9,18	7,11	7,03	8,21
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN napowietrznych	9,01	7,15	7,26	5,84	8,29	9,12	13,77	10,23	7,20	7,35	6,56	8,23
Bezpieczniki nN w liniach	7,99	7,41	7,03	6,54	8,13	8,75	12,10	10,94	8,81	7,67	7,01	7,61
Bezpieczniki nN w złączach	9,56	7,44	7,30	5,98	7,65	7,89	8,62	9,81	9,19	7,68	8,00	10,88



Rys. Z3.1. Wartości empiryczne i przebiegi funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe: a) SN w stacjach SN/nN wewnątrzowych, b) SN w stacjach SN/nN napowietrznych, c) nN w stacjach SN/nN wewnątrzowych, d) nN w stacjach SN/nN napowietrznych, e) nN w ciągach liniowych nN, f) nN w złączach

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości wyłączeń przez bezpieczniki, przedstawionych na rysunku Z3.1, zawiera tabela Z3.2. Zaprezentowane zostały w niej także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Najpoważniejszymi przyczynami wyłączeń są wyładowania atmosferyczne, zwarcia w układach sieciowych, wiatr oraz drzewa i gałęzie. Należy podkreślić, iż w znacznej liczbie przypadków nie udało się ustalić przyczyny wyłączenia. Domniemywać można, iż dla tych wyłączeń głównymi przyczynami są zwarcia przemijające w sieci (głównie w liniach i stacjach) oraz przeciążenia o znacznych wartościach (głównie w złączach)

Tabela Z3.2. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe

Współczynnik	a	b	c	d	e	Współczynnik korelacji
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN wewnątrzowych	0,0541	-1,4570	12,4445	-35,3239	28,6497	0,90
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN napowietrznych	0,0553	-1,5003	12,9138	-36,8123	29,0158	0,91
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN wewnątrzowych	0,0104	-0,2942	2,7264	-8,9556	15,4433	0,79
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN napowietrznych	0,0150	-0,4056	3,6065	-11,5368	17,9357	0,78
Bezpieczniki nN w liniach	0,0092	-0,2601	2,3831	-7,6263	14,0846	0,85
Bezpieczniki nN w złączach	0,0087	-0,2377	2,2199	-7,8564	15,7377	0,88

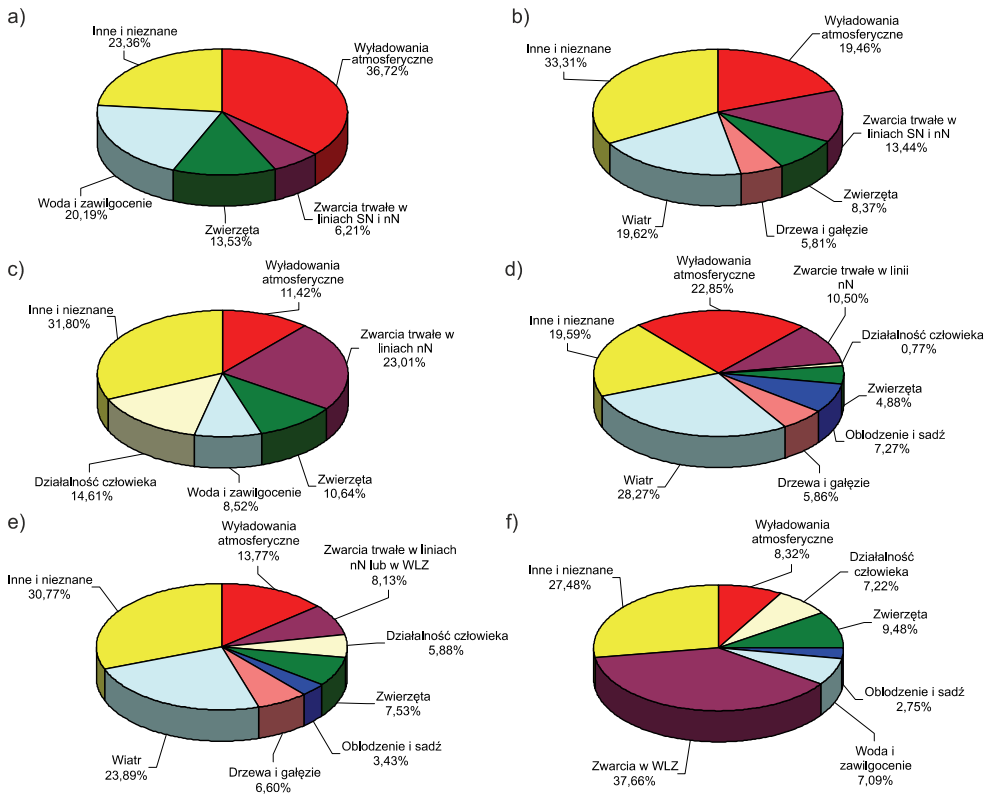
Procentowy udział przyczyn wyłączeń dokonywanych przez bezpieczniki topikowe z uwzględnieniem sezonowości, został zamieszczony w tabeli Z3.3. Procentowy udział poszczególnych przyczyn w całkowitej liczbie wyłączeń przedstawia rysunek Z3.2.

Tabela Z3.3. Przyczyny wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnych przez bezpieczniki topikowe w poszczególnych miesiącach [%]

Przyczyna awarii		Miesiąc											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Bezpieczniki SN w stacjach wewnątrzowych SN/nN	Wyładowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	0,00	2,79	9,59	12,45	8,33	1,64	1,50	0,42	0,00
	Zwarcia trwale w liniach SN i nN	0,28	0,21	0,24	0,35	0,56	1,05	1,71	1,01	0,31	0,24	0,10	0,14
	Zwierzęta	0,42	0,24	0,38	0,42	2,75	2,37	3,00	2,34	0,52	0,21	0,49	0,38
	Woda i zawilgocenie	0,73	0,52	0,98	1,26	1,81	3,28	5,02	4,32	0,77	0,24	0,63	0,63
	Inne i nieznanne	0,42	0,66	0,24	1,22	2,06	2,82	7,25	5,44	2,37	0,42	0,21	0,24
Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych SN/nN	Wyładowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	0,12	0,70	5,49	7,18	3,97	1,42	0,42	0,16	0,00
	Zwarcia trwale w liniach SN i nN	0,35	0,33	0,33	0,49	1,65	3,00	3,42	2,09	1,05	0,28	0,05	0,42
	Zwierzęta	0,16	0,09	0,07	0,21	0,63	1,39	2,79	1,58	0,79	0,28	0,16	0,21
	Drzewa i gałęzie	0,05	0,07	0,07	0,19	1,74	0,74	1,39	0,98	0,35	0,05	0,12	0,07
	Wiatr	0,02	0,56	0,33	0,88	2,51	3,46	4,88	5,16	1,16	0,40	0,16	0,09
	Inne i nieznanne	0,21	0,21	0,30	0,58	2,05	5,11	11,67	7,65	3,63	1,09	0,53	0,28

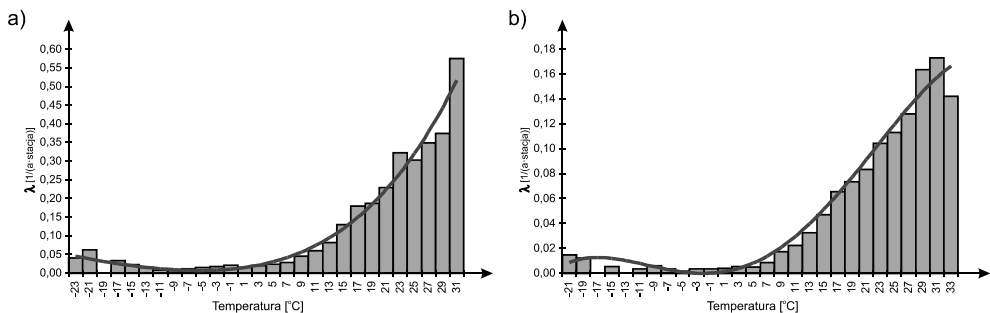
cd. tabeli Z3.3

Bezpieczniki nN w stacjach wrotowych SN/nN	Wylądowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	1,05	0,81	1,86	2,17	3,56	0,29	1,24	0,45	0,00
	Zwarcia trwale w liniach nN	2,32	1,97	1,97	1,03	1,82	2,23	2,32	2,63	1,94	1,39	1,55	1,84
	Zwierzęta	0,56	0,89	1,10	0,83	1,10	1,14	0,74	0,77	1,22	0,87	0,37	1,05
	Woda i zawilgocenie	0,19	0,54	0,74	0,58	0,75	1,06	0,93	0,93	1,18	0,56	0,45	0,60
	Działalność człowieka	1,35	0,99	1,12	0,79	1,34	1,12	2,03	1,70	1,20	1,16	1,08	0,72
	Inne i nieznanne	3,58	3,33	2,25	1,12	1,55	2,30	2,55	2,71	3,39	1,88	3,14	4,01
Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych SN/nN	Wylądowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	1,64	2,59	3,63	5,39	4,64	1,68	2,42	0,87	0,00
	Zwarcie trwale w linii nN	0,70	0,64	0,87	0,77	0,92	0,97	1,26	0,80	0,86	0,87	0,67	1,17
	Działalność człowieka	0,08	0,02	0,07	0,08	0,08	0,09	0,07	0,05	0,08	0,05	0,05	0,05
	Zwierzęta	0,28	0,21	0,42	0,34	0,53	0,43	0,61	0,45	0,39	0,41	0,35	0,48
	Oblodzenie i sadz	2,60	2,22	0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	1,59
	Drzewa i gałęzie	0,21	0,23	0,21	0,32	0,56	0,71	1,23	0,56	0,56	0,50	0,39	0,40
	Wiatr	4,26	2,69	3,58	1,18	1,69	1,54	3,04	2,01	1,80	1,23	2,62	2,64
	Inne i nieznanne	0,90	1,13	1,42	1,52	1,93	1,74	2,17	1,72	1,85	1,88	1,43	1,91
Bezpieczniki nN w liniach napowietrznych nN	Wylądowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	1,08	1,32	2,13	2,67	3,33	1,36	1,18	0,72	0,00
	Zwarcia trwale w liniach nN lub w WLZ	0,28	0,54	0,36	0,72	0,70	0,64	1,04	0,78	0,74	1,06	0,58	0,72
	Działalność człowieka	0,36	0,42	0,60	0,42	0,70	0,52	0,54	0,50	0,40	0,34	0,40	0,70
	Zwierzęta	0,98	0,84	0,62	0,52	0,36	0,50	0,72	0,74	0,58	0,44	0,40	0,86
	Oblodzenie i sadz	1,16	0,76	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,66
	Drzewa i gałęzie	0,22	0,50	0,26	0,42	0,44	0,64	1,04	1,08	0,68	0,62	0,42	0,30
	Wiatr	3,31	2,09	2,23	0,98	1,79	1,85	2,97	1,83	1,91	1,18	1,99	1,75
	Inne i nieznanne	1,69	2,27	2,37	2,41	2,83	2,47	3,13	2,69	3,15	2,87	2,25	2,63
Bezpieczniki nN w złączach nN	Wylądowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	0,54	1,00	1,51	1,10	1,35	0,97	0,92	0,94	0,00
	Działalność człowieka	0,86	0,48	0,57	0,22	0,81	0,13	0,75	0,51	0,81	0,86	0,43	0,78
	Zwierzęta	0,67	0,57	0,70	1,00	0,70	0,46	0,94	0,94	1,24	0,62	1,08	0,57
	Oblodzenie i sadz	1,10	0,73	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70
	Zawilgocenie	0,89	0,30	0,62	0,43	0,59	0,35	1,10	0,70	0,35	0,48	0,78	0,48
	Zwarcia w WLZ	3,72	2,53	3,23	2,42	3,26	2,37	3,23	3,53	3,42	2,72	2,77	4,45
	Inne i nieznanne	2,32	2,83	1,97	1,37	1,29	3,07	1,48	2,77	2,40	2,07	1,99	3,91

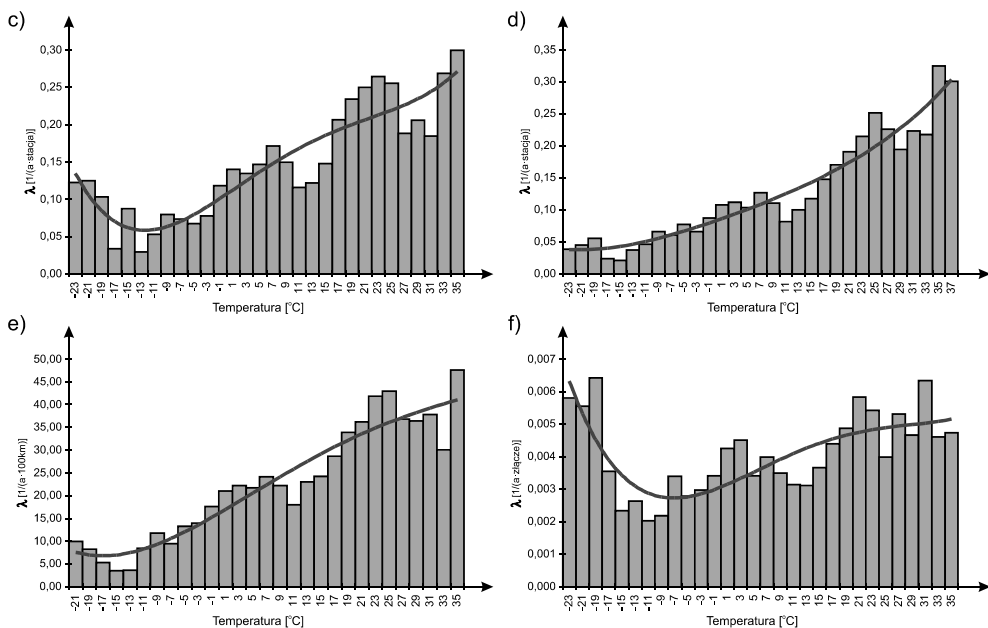


Rys. Z3.2. Procentowy udział przyczyn wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe: a) SN w stacjach SN/nN wewnętrznych, b) SN w stacjach SN/nN napowietrznych, c) nN w stacjach SN/nN wewnętrznych, d) nN w stacjach SN/nN napowietrznych, e) nN w ciągach liniowych nN, f) nN w złączach

Przeprowadzona została analiza wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania wyłączeń układów elektroenergetycznych przez bezpieczniki topikowe. Intensywność wyłączeń w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek Z3.3.



Rys. Z3.3a-b. Zależność intensywności wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe od temperatury otoczenia: a) bezpieczniki SN w stacjach SN/nN wewnętrznych, b) bezpieczniki SN w stacjach SN/nN napowietrznych



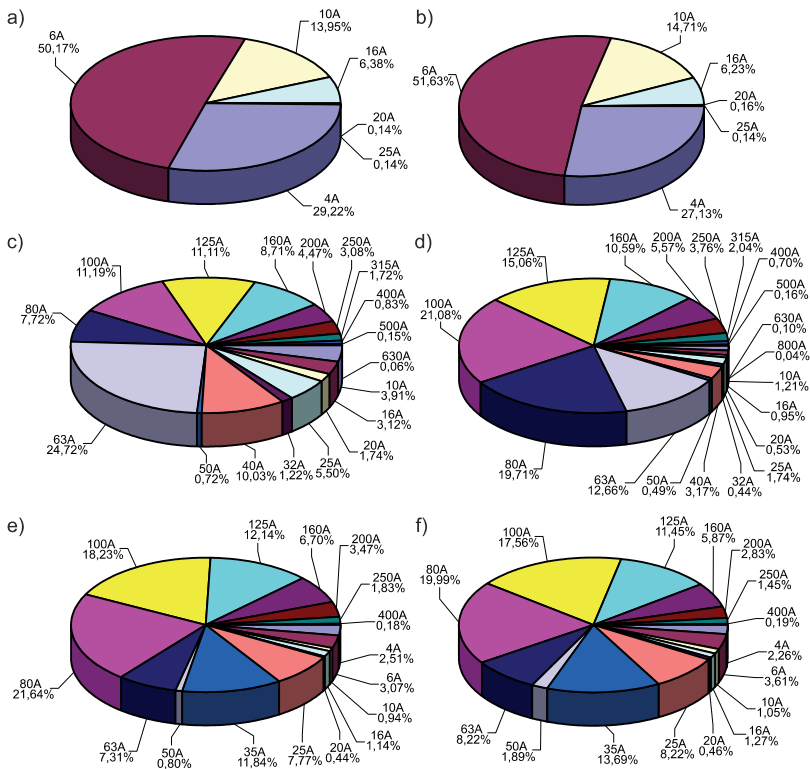
Rys. Z3.3c-f. Zależność intensywności wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe od temperatury otoczenia: c) bezpieczniki nN w stacjach SN/nN wewnątrzowych, d) bezpieczniki nN w stacjach SN/nN napowietrznych, e) bezpieczniki nN w ciągach liniowych nN, f) nN w złączach

Funkcje aproksymacyjne częstości wyłączeń przedstawione na rysunku Z3.3, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1.1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności wyłączeń w funkcji temperatury otoczenia przedstawione zostały w tabeli Z3.4. Tabela ta zawiera także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela Z3.4. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe w funkcji temperatury otoczenia

Współczynnik	a	b	c	d	e	Współczynnik korelacji
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN wewnątrzowych	$5,76 \cdot 10^{-8}$	$5,01 \cdot 10^{-6}$	$242,41 \cdot 10^{-6}$	$22,15 \cdot 10^{-4}$	0,0128	0,99
Bezpieczniki SN w stacjach SN/nN napowietrznych	$-12,08 \cdot 10^{-8}$	$301,60 \cdot 10^{-8}$	$165,24 \cdot 10^{-6}$	$633,67 \cdot 10^{-6}$	0,0005	0,99
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN wewnątrzowych	$16,97 \cdot 10^{-8}$	$-798,07 \cdot 10^{-8}$	$36,24 \cdot 10^{-6}$	$59,25 \cdot 10^{-4}$	0,1070	0,91
Bezpieczniki nN w stacjach SN/nN napowietrznych	$3,36 \cdot 10^{-8}$	$-42,27 \cdot 10^{-8}$	$37,80 \cdot 10^{-6}$	$34,44 \cdot 10^{-4}$	0,0827	0,96
Bezpieczniki nN w liniach	$6,55 \cdot 10^{-6}$	$-562,91 \cdot 10^{-6}$	$72,41 \cdot 10^{-4}$	$86,78 \cdot 10^{-2}$	16,1068	0,95
Bezpieczniki nN w złączach	$31,01 \cdot 10^{-10}$	$-21,51 \cdot 10^{-8}$	$3,11 \cdot 10^{-6}$	$81,38 \cdot 10^{-6}$	0,0031	0,78

Na rysunku Z3.4 przedstawiono udział bezpieczników o różnych wartościach prądów znamionowych w całkowitej liczbie zaobserwowanych wyłączeń.



Rys. Z3.4. Procentowy udział bezpieczników o różnych wartościach prądów znamionowych w całkowitej liczbie zaobserwowanych wyłączeń: a) bezpieczniki SN w stacjach SN/nN wewnętrznych, b) bezpieczniki SN w stacjach SN/nN napowietrznych, c) bezpieczniki nN w stacjach SN/nN wewnętrznych, d) bezpieczniki nN w stacjach SN/nN napowietrznych, e) bezpieczniki nN w ciągach liniowych nN, f) bezpieczniki nN w złączach

2. Analiza czasu trwania wymiany bezpieczników, czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców oraz wartości niedostarczonej energii elektrycznej

Czas trwania wymiany bezpieczników jest czasem liczonym od chwili wyłączenia układu przez bezpiecznik (przepalenia elementu topikowego) do chwili jego wymiany na nowy z jednoczesnym przywróceniem zasilania. Czas ten jest bardzo ważnym parametrem służącym do oceny skutków ekonomiczno-gospodarczych wynikających z zadziałania bezpieczników. Dostarcza on również informacji o jakości organizacji prac przez służby eksploatacyjne.

Na podstawie danych empirycznych została przeprowadzona weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania wymiany bezpieczników, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców na skutek wyłączenia przez bezpieczniki topikowe. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele Z3.5-Z3.7.

Tabela Z3.5. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wymiany bezpieczników topikowych

Lp.	Bezpiecznik	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności [h]	Średnia intensywność [1/(a·stacja)] *1/(a·km)] **1/(a·złącze)]	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[h]	[h]	[h]	[1/(a·stacja)] *1/(a·km)] **1/(a·złącze)]		---	---	---
1.	Bezpieczniki SN w stacjach wewnętrznych	3,89	4,23	3,73	4,04	55,64 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 0,9011 σ = 0,9620	$\chi^2 = 5,77 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,879 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych	4,07	4,48	3,94	4,21	20,77 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 0,9264 σ = 0,9905	$\chi^2 = 6,82 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,952 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Bezpieczniki nN w stacjach wewnętrznych	3,85	5,18	3,70	3,99	99,23 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 0,7709 σ = 1,0361	$\chi^2 = 5,56 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,106 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych	5,32	6,13	5,23	5,42	106,81 · 10 ⁻⁶	Weibulla	b = 4,9724 v = 0,7941	$\chi^2 = 6,31 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 0,847 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Bezpieczniki nN w liniach	6,16	7,16	5,96	6,36	**245,14 · 10 ⁻⁶	Weibulla	b = 4,2693 v = 0,7240	$\chi^2 = 3,91 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,948 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Bezpieczniki nN w złączach	4,45	6,11	4,25	4,64	**2,95 · 10 ⁻⁶	Log norm.	m = 0,9220 σ = 1,0191	$\chi^2 = 7,63 < \chi^2_{\alpha} = 7,96$ $\lambda = 1,226 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela Z3.6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej na skutek wyłączenia przez bezpieczniki topikowe

Lp.	Bezpiecznik	Wartość średnia [h]	Odchylenie standardowe [h]	Przedział ufności	Średnia intensywność	Współczynnik zawodności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
--	--	[h]	[h]	[h]	[1/(a-stacja)] *1/(a-km) **1/(a-złącze)]	[1/stacja] *1/(100 km) **1/złącze]	--	--	--
1.	Bezpieczniki SN w stacjach węższych	3,45	3,67	3,32 3,59	0,1253	$49,35 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7917$ $\sigma = 0,9512$	$\chi^2 = 6,45 < \chi^2_{\alpha} = 7,96$ $\lambda = 0,673 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych	3,60	3,99	3,48 3,71	0,0447	$18,37 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7989$ $\sigma = 0,9959$	$\chi^2 = 7,60 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 0,855 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Bezpieczniki nN w stacjach węższych	2,75	4,18	2,63 2,86	0,2258	$70,88 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,3139$ $\sigma = 1,1478$	$\chi^2 = 8,12 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 1,004 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych	3,84	5,09	3,76 3,92	0,1759	$77,10 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,7106$ $\sigma = 1,1425$	$\chi^2 = 5,72 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Bezpieczniki nN w liniach	4,76	5,92	4,59 4,92	*0,3487	$*189,44 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,9797$ $\sigma = 1,0691$	$\chi^2 = 6,09 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,282 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Bezpieczniki nN w złączach	3,44	5,13	3,27 3,60	**0,0058	$**2,28 \cdot 10^{-6}$	Log norm.	$m = 0,6071$ $\sigma = 1,0729$	$\chi^2 = 8,79 < \chi^2_{\alpha} = 10,1$ $\lambda = 1,163 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela Z3.7. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku wyłączenia przez bezpieczniki topikowe

Lp.	Bezpiecznik	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	Bezpieczniki SN w stacjach wewnątrzowych	2706,96	3233,55	2588,57	2825,35	Weibulla	$b = 2132,02$ $v = 0,8664$	$\chi^2 = 5,83 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,942 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych	2888,01	3599,26	2780,43	2995,60	Log norm.	$m = 7,4377$ $\sigma = 1,0382$	$\chi^2 = 7,85 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,173 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Bezpieczniki nN w stacjach wewnątrzowych	264,06	486,82	250,77	277,34	Log norm.	$m = 4,7333$ $\sigma = 1,2161$	$\chi^2 = 4,48 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 0,769 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych	381,97	613,87	372,72	391,22	Log norm.	$m = 5,1637$ $\sigma = 1,2176$	$\chi^2 = 7,78 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 0,928 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Bezpieczniki nN w liniach	49,80	75,71	47,71	51,90	Weibulla	$b = 24,6268$ $v = 0,5524$	$\chi^2 = 6,53 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,842 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Bezpieczniki nN w złączach	26,44	46,76	24,94	27,94	Log norm.	$m = 2,4986$ $\sigma = 1,1427$	$\chi^2 = 5,20 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,603 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Na podstawie danych ekonomiczno-finansowych wyznaczone zostały koszty ponoszone przez dystrybutora energii oraz koszty strat u odbiorców bytowo-komunalnych występujące w związku z wyłączeniami powodowanymi przez bezpieczniki topikowe. Otrzymane wyniki zestawione zostały w tabelach Z3.8 i Z3.9.

Tabela Z3.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów energii na skutek wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe

Lp.	Bezpiecznik	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Bezpieczniki SN w stacjach wewnątrzowych	767,90	709,25	741,94	793,87	Weibulla	$b = 684,28$ $v = 0,8616$	$\chi^2 = 8,87 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 1,107 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych	801,64	751,00	779,19	824,09	Wykład.	$\lambda = 0,0012$	$\chi^2 = 5,72 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,748 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Bezpieczniki nN w stacjach wewnątrzowych	732,02	847,52	708,90	755,14	Weibulla	$b = 542,93$ $v = 0,7360$	$\chi^2 = 4,74 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych	979,48	1026,88	964,02	994,95	Wykład.	$\lambda = 0,0010$	$\chi^2 = 7,17 < \chi^2_{\alpha} = 9,39$ $\lambda = 0,874 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Bezpieczniki nN w liniach	1089,61	1145,37	1057,91	1121,30	Weibulla	$b = 874,52$ $v = 0,7971$	$\chi^2 = 5,58 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$ $\lambda = 0,947 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Bezpieczniki nN w złączach	812,65	977,18	781,20	844,092	Weibulla	$b = 525,28$ $v = 0,6418$	$\chi^2 = 3,94 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,662 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela Z3.8. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek wyłączeń powodowanych przez bezpieczniki topikowe

Lp.	Bezpiecznik	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
				[PLN]	[PLN]			
---	---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	Bezpieczniki SN w stacjach wewnątrzowych	31887,97	38091,19	30493,32	33282,62	Log norm.	m = 9,8666 $\sigma = 1,0085$	$\chi^2 = 8,69 < \chi^2_{\alpha} = 10,1$ $\lambda = 0,994 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
2.	Bezpieczniki SN w stacjach napowietrznych	34020,79	42399,29	32753,45	35288,13	Log norm.	m = 9,9041 $\sigma = 1,0382$	$\chi^2 = 2,12 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,506 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
3.	Bezpieczniki nN w stacjach wewnątrzowych	3188,51	6063,89	3023,13	3353,89	Log norm.	m = 7,2054 $\sigma = 1,2238$	$\chi^2 = 5,49 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,086 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
4.	Bezpieczniki nN w stacjach napowietrznych	4412,20	6839,53	4309,19	4515,22	Weibulla	b = 2179,11 v = 0,5451	$\chi^2 = 7,72 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 1,326 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
5.	Bezpieczniki nN w liniach	586,67	891,89	561,99	611,35	Log norm.	m = 5,6223 $\sigma = 1,1727$	$\chi^2 = 4,68 < \chi^2_{\alpha} = 6,57$ $\lambda = 1,116 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
6.	Bezpieczniki nN w złączach	311,47	550,82	293,74	329,19	Weibulla	b = 237,63 v = 0,7261	$\chi^2 = 6,53 < \chi^2_{\alpha} = 8,67$ $\lambda = 0,817 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Załącznik 4. Planowe prace eksploatacyjne w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych

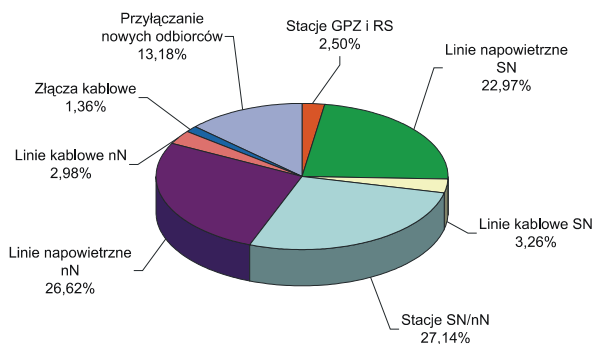
Planowe przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej związane są z koniecznością przeprowadzenia prac przy urządzeniach elektroenergetycznych w stanie beznapięciowym. Wszelkie prace, które mogą zostać wykonane w sposób bezpieczny, przy wykorzystaniu techniki prac pod napięciem, powinny być zrealizowane właśnie w ten sposób.

Prace planowe mogą mieć bardzo zróżnicowany charakter. W publikacji [142] prace eksploatacyjne w sieciach elektroenergetycznych zostały podzielone na:

- przeglądy, związane z wykonaniem prac nie zmieniających stanu urządzeń, a jedynie utrwalające stan bieżący,
- prace konserwacyjne, mające na celu odtworzenie właściwego stanu urządzeń i nie wymagające znacznych nakładów finansowych,
- remonty, polegające na przywróceniu urządzeniom ich stanu pełnej sprawności lub też na przystosowaniu ich do nowych warunków eksploatacyjnych;
- modernizacje, związane z dostosowaniem urządzeń do zmieniających się warunków pracy, jak zmiana parametrów sieci, czy też warunków środowiskowych,
- wyłączenia bezpieczeństwa, zapewniające ochronę przeciwporażeniową osób pracujących przy sąsiednich obiektach elektroenergetycznych lub podczas przyłączania nowych obiektów.

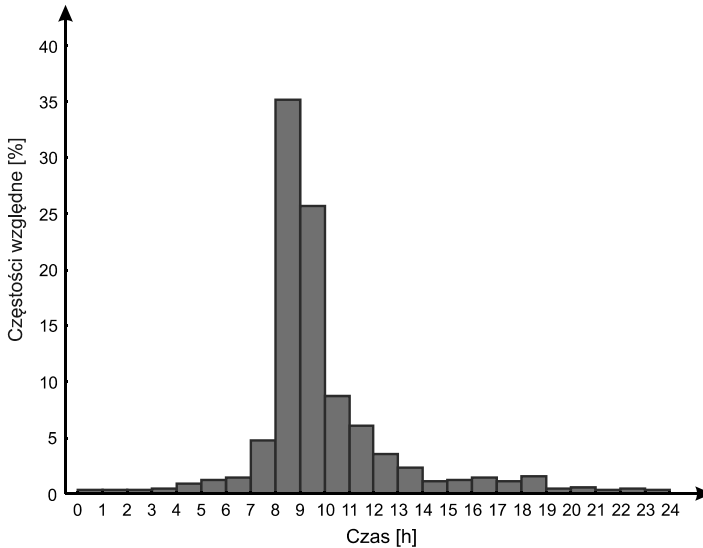
Konieczność przeprowadzenia prac planowych ustala się po uprzednich oględzinach urządzeń elektroenergetycznych lub też w wyniku analizy zjawisk zachodzących w sieciach, np. nadmiernych spadków napięcia, nadmiernej asymetrii obciążenia, itp.

Na rysunku Z4.1 przedstawiony został udział prac planowych dotyczących różnych urządzeń elektroenergetycznych, ustalony na podstawie pięciu lat obserwacji w dużej spółce dystrybucyjnej w kraju.



Rys. Z4.1. Udział prac planowych wykonywanych na poszczególnych urządzeniach elektroenergetycznych

Prace planowe powinny być realizowane w czasie, gdy uciążliwość przerw dla odbiorców jest najmniejsza. Najkorzystniejszym przypadkiem byłoby ich wykonywanie w godzinach nocnych, kiedy większość odbiorców komunalnych nie pobiera znacznych ilości energii. Ze względów technicznych w godzinach nocnych wykonywane są zazwyczaj tylko te prace, które mogą być wykonane przy oświetleniu sztucznym, np. w stacjach wewnątrzowych. Inną możliwością jest przeprowadzenie prac planowych w dziennych dolinach obciążenia. Na rysunku Z4.2 przedstawiony został udział prac planowych w poszczególnych godzinach doby.



Rys. Z4.2. Rozkład wyłączeń planowych w czasie trwania doby

Jak pokazuje histogram na rysunku Z4.2 większość wyłączeń planowych ma miejsce w godzinach porannych, tzn. rozpoczyna się w godzinach 8.00–12.00. W znacznej części wyłączenia pokrywają się więc ze szczytem dopołudniowym obciążenia sieci dystrybucyjnych [160]. Sytuacja taka wynika z faktu, iż większość pracowników spółek dystrybucyjnych rozpoczyna pracę między godziną 6.00 a 7.00. Po przyjeździe do pracy przystępują oni do przygotowania niezbędnego sprzętu, po czym udają się na miejsce wykonania prac. Tak więc rozkład zaprezentowany na rysunku Z4.2 wynika z godzin pracy brygad remontowych. W godzinach wieczornych oraz nocnych w większości spółek pracuje jedynie dyżurne pogotowie energetyczne. Liczba prac planowych jest wówczas ograniczona do niezbędnego minimum.

Czas trwania przerwy planowej liczony jest od chwili wyłączenia układu elektroenergetycznego i zaniku napięcia u odbiorców do chwili przywrócenia zasilania. Czas ten jest bardzo ważnym parametrem służącym do oceny skutków ekonomiczno-gospodarczych wynikających z przerw planowych. Dostarcza on również informacji o jakości organizacji prac przez służby eksploatacyjne oraz o rozległości prac.

Kolejnym bardzo ważnym parametrem jest wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Wskaźnik ten pozwala na oszacowanie zarówno kosztów strat u odbiorców energii elektrycznej, jak i kosztów utraconego zysku przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne [66, 186, 396].

Na podstawie danych empirycznych została przeprowadzona weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania wyłączeń planowych oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Przedstawione zostały także wyniki analizy kosztów strat u odbiorców komunalnych, przypadających na jedno wyłączenie planowe. Otrzymane wyniki przedstawiają tabele Z4.1-Z4.3.

Tabela Z4.1. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń planowych

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[h]	[h]			
---	[h]	[h]	[h]	[h]	---	---	---
1.	3,70	2,66	3,66	3,74	Weibulla	b = 3,8395 v = 1,2581	$\chi^2 = 5,18 < \chi_{\alpha}^2 = 5,89$ $\lambda = 1,158 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela Z4.2. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku wyłączeń planowych

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[kWh]	[kWh]			
---	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	---	---	---
1.	315,68	429,10	309,39	321,97	Log norm.	m = 5,1389 $\sigma = 1,1203$	$\chi^2 = 6,80 < \chi_{\alpha}^2 = 7,26$ $\lambda = 0,684 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Tabela Z4.3. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii na skutek wyłączeń planowych

Lp.	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
			[PLN]	[PLN]			
---	[PLN]	[PLN]	[PLN]	[PLN]	---	---	---
1.	1112,87	1442,50	1091,72	1134,03	Weibulla	b = 874,58 v = 0,7863	$\chi^2 = 4,31 < \chi_{\alpha}^2 = 5,23$ $\lambda = 0,726 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

Literatura

1. Agencja Rynku Energii S.A.: *Statystyka elektroenergetyki polskiej 1995–2011*. Warszawa 1996–2012.
2. Allan R.N., Billinton R.: *Power System Reliability and its Assessment*. "Power Engineering Journal", July 1992, Vol. 6, ISSUE 4, pp. 191–196, Vol. 6, ISSUE 6, pp. 291–297, Vol. 7, ISSUE 4, pp. 185–192.
3. Allan R.N., De Silva M.G.: *Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems*. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, Vol. 10, No. 1, pp. 413–419.
4. Allan R.N., Billinton R., Breipohl A.M., Grigg C.H.: *Concepts of Power systems reliability evaluation*. "Electrical Power & Energy Systems" 1988, No. 3.
5. Amjady N.: *Evaluation of power systems reliability by an artificial neural network*. IEEE Transactions on Power Systems, February 1999, pp. 287–292.
6. Arciszewski J., Domżański T.: *Wykrywanie przepustów nadmiernie nagrzewających się w transformatorach*. „Energetyka” 1973, nr 9, s. 311–312.
7. Asgarpoor S., Ge H.: *Reliability Evaluation of Equipment and Substations With Fuzzy Markov Processes*. IEEE Transactions On Power Systems, August 2010, Vol. 25, No. 3, pp. 1319–1328.
8. Asgarpoor S., Mathine M.: *Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times*. "IEEE Transactions on Power System" 1997, May, pp. 579–584.
9. Asgarpoor S., Mathine M.J.: *Distribution system reliability evaluation with aging equipment*. "Electric Power Systems Research" 1995, May, Issue 2, Vol. 33, pp. 133–137.
10. Augugliaro A., Dusonchet L., Sanseverino E.: *Multiobjective service restoration in distribution networks using an evolutionary approach and fuzzy sets*. "Electrical Power and Energy Systems" 2000, May, pp. 103–110.
11. Babś A., Świdorski J.: *Sterowanie i monitorowanie sieci elektroenergetycznych średniego napięcia z wykorzystaniem łączności bezprzewodowej GSM GPRS*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 2, s. 18–24.
12. Badeński R., Wróblewski Z.: *Badania starzeniowe zacisków prądowych przebijających izolację*. „Elektroinstalator” 2003, nr 7–8, s. 56–59.
13. Badeński R., Wróblewski Z.: *Kryteria oceny niezawodności połączeń stykowych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych niskiego napięcia z przewodami izolowanymi*. „Elektroinfo” 2004, nr 1–2, s. 50–55.
14. Badeński R.: *Analiza niezawodności linii elektroenergetycznych niskiego napięcia z przewodami izolowanymi*. „Elektroinstalator” 2001, nr 7–8, s. 88–91.
15. Bagiński A., Baliński P., Domżański T., Markiewicz A., Skrycki Cz.: *Pewność pracy transformatorów*. Międzynarodowa Konferencja na temat Transformatorów Energetycznych „Transformator 03”, 18–21 Maj, Pieczyska 2003, s. 7–13.
16. Bai X., Asgarpoor S.: *Fuzzy-based approaches to substation reliability evaluation*. "Electric Power System Research" 2004, No. 69, pp. 197–204.
17. Bak-Jensen B., Bech J., Bjerregaard C., Jensen P.: *Models for probabilistic power transmission system reliability calculation*. IEEE Transactions on Power Systems, August 1999, pp. 1166–1172.

18. Bargiel J., Goc W., Momot A., Nowakowska-Siwińska E., Paska J., Sowa P.: *Place and Importance for reliability assessment in power system planning and management*. Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems”, September, Wrocław 2002, pp. 285–289.
19. Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P.: *Present-day problems of reliability of protection systems in Polish transmission network*. Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems” September, Wrocław 2002, pp. 301–306.
20. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Paska J.: *Problems of reliability and Power quality assessment in Polish electric Power system*. 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 1–4 October, Orlando 2000, USA, pt. 1, Vol. 1, pp. 97–104.
21. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Sierociński T.: *Znaczenie niezawodności sieci rozdzielczych w nowych warunkach*. XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’2005, 8–10 czerwca, Gdańsk–Jurata 2005.
22. Bargiel J., Goc W.: *Oczekiwania odbiorców w zakresie niezawodności dostawy energii elektrycznej*. REE’99 Rynek Energii Elektrycznej „Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce a rynek europejski”, 27–28 kwietnia, Kazimierz Dolny 1999.
23. Bargiel J.: *Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego*. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” 1992, nr 127, Gliwice.
24. Barlow R.E., Proschan F.: *Mathematical theory of reliability*. Wiley New York 1965.
25. Barra J.R.: *Matematyczne podstawy niezawodności*. PWN, Warszawa 1982.
26. Bartodziej G., Kałuża E.: *Aparaty i urządzenia elektryczne*. Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 1984.
27. Bąkowski P., Dzierżanowski W., Korejwo E., Kubica J., Rojewski W., Synal B.: *Stacynny system rezerwowania zabezpieczeń i analizy zakłóceń*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 2000, nr 4, s. 13–20.
28. Beichert F.: *Problemy niezawodności i odnowy urządzeń technicznych*. WNT, Warszawa 1974.
29. Bekasiak W.: *Zakłócenia w sieciach prądu stałego jako jedna z przyczyn błędnych wyłączeń urządzeń elektroenergetycznych z ruchu*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 1997, nr 3–4, s. 45–48.
30. Beldowski T., Markiewicz H.: *Stacje i urządzenia elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa 1995.
31. Benjamin J.R., Cornell C.A.: *Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów*. WNT, Warszawa 1977.
32. Bethke A.D.: *Genetic algorithms as function optimizers*. University of Michigan, 1978.
33. Bi T., Ni Y., Shen C.M., Wu F.: *An on-line distributed intelligent fault section estimation system for large-scale power networks*. "Electrical Power Systems Research" 2002, No. 62, pp. 173–182.
34. Billinton R., Ali S., Wacker G.: *Rural distribution system reliability worth evaluation using individual customer outage cost characteristics*. "International Journal of Electrical Power & Energy Systems" 2004, May, Issue 4, Vol. 26, pp. 235–240.
35. Биллингтон Р., Аллан Р.: *Оценка надежности электроэнергетических систем*. Энергоиздат, Москва, 1988.

36. Billinton R., Cui L., Pan Z., Wang P.: *Probability distribution development in distribution system reliability evaluation*. "Electric Power Components & Systems" 2002, September, Issue 9, Vol. 30, p. 907.
37. Billinton R., Lian G.: *Station Reliability Evaluation Using a Monte Carlo Approach*. IEEE-PES Summer Meeting, No. 92, Seattle 1992.
38. Billinton R., Ringlee R.L., Wood H.J.: *Power-system reliability calculations*. The Massachusetts Institute of Technology Press, 1973.
39. Billinton R., Rollinger K.E.: *Transmission reliability evaluation using Markow Processes*. IEEE Trans. February 1968, pp. 538–547.
40. Billinton R., Wang P.: *Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques*. IEEE Transactions on Power Systems, November 1998, pp. 1245–1250.
41. Billinton R., Wang P.: *Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1999, pp. 397–403.
42. Billinton R., Zhang W.: *Cost related reliability evaluation of bulk power systems*. "International Journal Of Electrical Power and Energy Systems" 2001, Vol. 2, pp. 99–112.
43. Billinton R.: *Power-system reliability evaluation*. Gordon and Breach, New York 1970.
44. Biuletyn Instytutu Energetyki – Zakładu Bezpieczeństwa Pracy: *Tymczasowa instrukcja wykonywania prac pod napięciem w urządzeniach elektroenergetycznych o napięciu do 30kV*. Warszawa 1976.
45. Blank S., Stobiecki A., Filipiak S.: *Program komputerowy oparty na sieciach Petriego, wspomagający analizę niezawodnościową elementów systemu elektroenergetycznego*. X cykl seminariów PTETIS-u, Oddział Gdańsk „Zastosowanie komputerów w dydaktyce 2000”, Gdańsk 2000, s. 29–34.
46. Blank S.: *Wyznaczanie parametrów niezawodnościowych metodami symulacyjnymi*. Materiały V Środkowoeuropejskiej Konferencji Naukowo-Technicznej „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 16-17 września, Częstochowa–Poraj 2003, s. 23–27.
47. Bobrowski D., Maćkowiak-Łybacka K.: *Wybrane metody wnioskowania statystycznego*. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2001.
48. Bobrowski D.: *Modele i metody matematyczne teorii niezawodności*. WNT, Warszawa 1985.
49. Bobrowski D.: *Probabilistyka w zastosowaniach technicznych*. WNT, Warszawa 1986.
50. Bojarski W.: *Badania systemowe w gospodarce paliwowo-energetycznej*. Zakład Problemów Energetyki PAN, Warszawa-Jabłonna 1977.
51. Bojarski W.: *Bezpieczeństwo energetyczne, ciągłość zasilania, niezawodność*. X Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” – APE 2001, Gdańsk–Jurata 2001, 6–8 czerwca, s. 267–274.
52. Bojarski W.: *Podstawy metodyczne oceny efektywności w systemach energetycznych*. Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Warszawa 1979.
53. Borges C., Falcao D.: *Power system reliability by sequential Monte Carlo simulation on multicomputer platforms*. Springer Verlag Heidelberg, 11 May 2001.

54. Borges T., Falcao M., Mello O., Melo G.: *Composite reliability evaluation by sequential Monte Carlo simulation on parallel and distributed processing environments*. IEEE Transactions on Power Systems, May 2001, pp. 203–209.
55. Brown R., Ochota J.: *Distribution system reliability: default data and model validation*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1998, pp. 704–709.
56. Brzózka M., Frąckowiak R.: *Koncepcja modelu do analizy zawodności sieci SN*. Konferencja Naukowa „Modelowanie i symulacja 2002”, 24–28 czerwca, Kościelisko 2002.
57. Buchta J., Szubert R.: *Praca elektrycznego układu potrzeb własnych elektrowni w stanach zakłóceń*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 2, s. 21–25.
58. Burnham J.T., Waidelich R.J.: *Gunshot damage to ceramic and nonceramic insulators*. IEEE Transactions on Power Systems, Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 4, pp. 1651–1556.
59. Burrell P., Inman D.: *An expert system for the analysis of faults in an electricity supply network: problems and achievements*. Computers in Industry, 1998, Vol. 37, pp. 113–123.
60. Chen C.S., Golberg M.A.: *Las Vegas method for diffusion equations*. Computational Mechanics Publications, 1997, pp. 299–308.
61. Chłopek Z.: *The Cognitive Interpretation of The Monte Carlo Method For The Technical Applications*, "Maintenance And Reliability" 2009, No. 3, pp. 38–46.
62. Chojnacki A.Ł.: *Analiza niezawodności stacji elektroenergetycznych SN/nN w warunkach eksploatacji*. Praca doktorska, Kielce 2005.
63. Chojnacki A.Ł., Świerczewski Z.: *Koszty awaryjności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2010, No. 4, s. 314–319.
64. Chojnacki A.Ł., Świerczewski Z.: *Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej spowodowane zawodnością stacji elektroenergetycznych SN/nN*. „Energetyka” 2010, nr 3, s. 149–157.
65. Chojnacki A.Ł.: *Analiza niezawodności wybranych urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*. „Energetyka” 2011, nr 7, s. 399–407.
66. Chojnacki A.Ł.: *Analiza skutków gospodarczych niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 9, s. 3–9.
67. Chojnacki A.Ł.: *Funkcje niezawodnościowe linii kablowych średniego napięcia w izolacji papierowo-olejowej, polietylenowej oraz z polietylenu usieciowanego*. VII Konferencja Naukowo-Techniczna „Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce”, ref. 7.2, 19–21 września, Szklarska Poręba 2012.
68. Chojnacki A.Ł.: *Koszty zawodności transformatorów SN/nN eksploatowanych w krajowych sieciach terenowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2010, nr 2, s. 31–35.
69. Chojnacki A.Ł.: *New reliability coefficients of MV/LV transformer/distribution substation and its components*. "Electrical Power and Energy Systems" 2012, Issue 1, Vol. 43, pp. 992–995.
70. Chojnacki A.Ł.: *Niezawodność urządzeń pomocniczych stacji transformatorowych SN/nN*. „ElektroInfo” 2010, nr 12, s. 22–28.
71. Chojnacki A.Ł.: *Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych oraz wewnętrznych stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2011, nr 11, s. 29–36.

72. Chojnacki A.Ł.: *Optimum in-service time periods of MV/LV transformer-distribution substations*. "Electric Power Systems Research" 2012, Issue 1, Vol. 83, pp. 212–219.
73. Chojnacki A.Ł.: *The use of extended Petri nets in analysing the reliability of MV/LV distribution transformer stations*. "Electronics And Electrical Engineering" 2012, Vol. 121, No. 5, pp. 17–22.
74. Chojnacki A.Ł.: *Wpływ miejsca eksploatacji izolatorów SN na ich współczynniki i właściwości niezawodnościowe*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2012, nr 1b, s. 222–226.
75. Chrzan K.L.: *Oddziaływanie kwaśnych deszczy na izolatory napowietrzne*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2001, nr 5, s. 119–122.
76. Chrzan K.L., Winter H.J., Lambrecht J.: *Problemy związane z eksploatacją izolatorów kompozytowych*. „Energetyka” 2008, nr 6, s. 412–415.
77. Chrzan K.L., Wróblewski Z.: *Zagrożenie porażeniowe powodowane przez pożary pod liniami elektroenergetycznymi wysokiego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 1–2, s. 10–12.
78. Chrzan K.L.: *Izolatory napowietrzne do I strefy zabrudzeniowej, tzn. do przeważających warunków środowiskowych Polski i Europy*. „Urządzenia dla Energetyki” [online].
79. Chrzan K.L.: *Wytrzymałość izolatorów kołpakowych przy uderzeniach piorunowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 8, s. 40–44.
80. Cichy M., Jeliński S., Momot A., Kożuchowski J., Kurzyn M., Wiśniewski W., Zadrzyński E.: *Informatyka, sterowanie i zarządzanie w elektroenergetyce*. PWN, Warszawa 1979.
81. Ciszewski R., Fulczyk K.: *Projektowanie obwodów pomocniczych urządzeń elektroenergetycznych elektrowni i stacji*. WNT, Warszawa 1979.
82. Costa E.O., Vergilio S.R., Pozo A., Souza G.: *Modeling software reliability growth with genetic programming*, 16th IEEE International Symposium on Software Reliability Engineering, ISSRE 2005.
83. Costa E.O., Pozo A., Vergilio S.R.: *A Genetic Programming Approach for Software Reliability Modeling*. IEEE Transactions on Reliability, 2010, Issue 1, Vol. 59.
84. Cukrowski J., Stępień J.: *Graficzne modelowanie niezawodności linii przesyłowych*. III Sympozjum „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, t. 1, listopad, Zakopane 1993, s. 55–58.
85. Cukrowski J., Stępień J.C.: *Możliwości zastosowania rozszerzonych sieci Petriego do analizy niezawodności zasilania odbiorników potrzeb własnych elektrowni*. Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej „Potrzeby własne elektrowni. Eksploatacja – remonty”, 20 października, Słok 1993, s. 209–212.
86. Davis L.: *Genetic Algorithms and Simulated Annealing*. Morgan Kaufmann Publishers, San Mateo, CA 1987.
87. Davis L.: *Handbook of Genetic Algorithms*. Van Nostrand Reinhold, New York 1991.
88. Dąbrowski G.: *Analiza prowadzenia ruchu elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej SN na podstawie wybranych kryteriów jakości dostaw energii elektrycznej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2011, nr 5, s. 8–12.
89. Dmowski A., Dzik T.: *Zasilanie potrzeb własnych prądu stałego i przemiennego*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 9, s. 26–32.

90. Dobosiewicz J.: *Diagnostyka elementów układów przepływowych turbin*. „Energetyka” 2003, nr 12, s. 828–831.
91. Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczuchura E., Klepacki F.: *Uszkodzenia rurociągów obiegu zasilającego kotły i węzłownic powierzchni ogrzewalnych pracujących poniżej temperatury granicznej*. „Energetyka” 2011, nr 6, s. 342–347.
92. Dobosz M.: *Wspomagana komputerowo statystyczna analiza wyników badań*. Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2001.
93. Drabik E.: *Statystyczna analiza danych za pomocą komputerowych procedur statystycznych*. Wydawnictwa Politechniki Białostockiej, Białystok 1992.
94. Dumitrescu M., Munteanu T.: *Fuzzy Probability and Power System Safety. Lecture Notes in Computer Science*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 26 September 2001.
95. Dynkin E.B., Januszkiewicz A.A.: *Twierdzenia i problemy procesów Markowa*. PWN, Warszawa 1970.
96. Dziamski P., Kamińska M., Michałowska-Knap K., Wiśniewski G.: *Energetyka rozproszona*. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2011.
97. Dzienis W.: *Zakłócenia w pracy baterii kondensatorów nn*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 4, s. 21–23.
98. Eiben A.E., Smith J.E.: *Introduction to evolutionary computing*. New York: Springer-Verlag, 2003.
99. Elprojekt Sp. z o.o.: *Album linii napowietrznych średniego napięcia 15–20 kV z przewodami gołymi na żerdziach wirowanych*. Poznań 2006.
100. Endrenyi J., Anders G., Leite da Silva A.: *Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability – an application*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1998, pp. 576–583.
101. Fidelis E.: *Matematyczne podstawy niezawodności*. PWN, Warszawa, 1966.
102. Filipiak S., Kaźmierczyk A.: *Zastosowanie Sieci Petriego oraz algorytmów ewolucyjnych do oceny niezawodności i planowania pracy miejskiej sieci dystrybucyjnej*. „Przegląd Elektrotechniczny”, 2012, nr 3a, s. 241–245.
103. Filipiak S., Stępień J.C.: *Zastosowanie algorytmów genetycznych do strukturalnej oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych*. II Seminarium Naukowe „Wybrane zagadnienia w elektrotechnice i elektronice”, 28–30 maja, Gdańsk 2001, s. 25–30.
104. Filipiak S.: *Evolutionary approach to optimisation of development regional distribution power networks*. „Rynek Energii” 2010, nr 4, pp. 113–118.
105. Filipiak S.: *Metody analizy i syntezy niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN oraz optymalizacji ich poawaryjnych połączeń z wykorzystaniem algorytmów ewolucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2010.
106. Filipiak S.: *Optymalizacja wybranych problemów modernizacji i eksploatacji systemów dystrybucyjnych energii z wykorzystaniem metod symulowanej ewolucji*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2010, nr 2, s. 10–14.
107. Filipiak S.: *Strukturalna ocena niezawodności złożonych układów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych z zastosowaniem zmodyfikowanego algorytmu genetycznego*. Praca doktorska, Wydawnictwa Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2003.

108. Filipiak S.: *Zastosowanie metody wykorzystującej algorytm ewolucyjny do optymalizacji rozwoju terenowych sieci dystrybucyjnych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 1, s. 14–19.
109. Filipiak S.: *Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do oceny niezawodności wydzielonych układów sieci elektroenergetycznych*. IV Ogólnopolskie Warsztaty Doktoranckie, 19–22 października, Istebna–Zaolzie 2002, s. 353–359.
110. Filipowicz B.: *Modele stochastyczne w badaniach operacyjnych*. WNT, Warszawa 1996.
111. Firkowicz S.: *Statystyczne badanie wyrobów*. WNT, Warszawa 1970.
112. Fishman G.S.: *Monte Carlo. Concepts, Algorithms and Applications*. New York: Springer Verlag, 1996.
113. Fotuhi-Firuzabad M., Billinton R.: *Impact of load management on composite system reliability evaluation short-term operating benefits*. IEEE Transactions on Power Systems, May 2000, pp. 858–865.
114. Frącz P., Boczar T., Zmarzły D.: *Możliwości zastosowania spektrofotometrii optycznej w diagnostyce układów izolacyjnych transformatorów elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 10, s. 36–41.
115. Gacek Z., Pieńkowski A., Rusiński Z., Skomudek W.: *Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi*. PTPIREE, Poznań 1995.
116. Gacek Z.: *Ocena czasu trwania i skutków niektórych przerw beznapięciowych w liniach napowietrznych*. „Energetyka” 1984, nr 8, s. 325–329.
117. Galanc T., Mikuś J.: *Teoria i praktyka badań prognostycznych obiektów trudno mierzalnych*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1991.
118. Gawlak A.: *Analiza strat energii elektrycznej i strat handlowych w sieciach rozdzielczych*. IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”, Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej „Elektrotechnika”, t. 2, nr 153, 17–18 września, Częstochowa–Poraj 2001, s. 271–273.
119. Gawlak A.: *Możliwość wnioskowania w oparciu o obliczenia strat energii elektrycznej w sieciach rozdzielczych*. Materiały V Środkowoeuropejskiej Konferencji Naukowo-Technicznej „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 16–17 września 2003, Częstochowa–Poraj, s. 66–68.
120. Gercbach J.B., Kordoński C.B.: *Modele niezawodnościowe obiektów technicznych*. WNT, Warszawa 1968.
121. Glodberg D.E.: *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*. WNT, Warszawa 1998.
122. Głowocz R.: *Poprawa niezawodności zasilania odbiorów poprzez wykorzystanie nowych funkcji skracających czas zadziałania urządzeń SZR*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2000, nr 4, s. 149–153.
123. Główny Urząd Statystyczny: *Rocznik statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 1995–2011*. Warszawa 1996–2012.
124. Goc W., Bargiel J., Paska J., Sowa P.: *Niezawodność sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć i 110 kV – stan obecny i perspektywy*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2006, nr 9, s. 78–81.

125. Goel L., Ou Y.: *Reliability worth assessment in radial distribution systems using the Monte Carlo simulation technique*. „Electric Power System Research” 1999, Issue 1, Vol. 51, pp. 43–53.
126. Goltib D., Iwaniak A., Olszewski R.: *GIS – Obszary zastosowań*. PWN, Warszawa 2007.
127. Grabski F., Jaźwiński J.: *Funkcje o losowych argumentach w zagadnieniach niezawodności, bezpieczeństwa i logistyki*. Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 2009.
128. Greń J.: *Statystyka matematyczna. Modele i zadania*. PWN, Warszawa 1982.
129. Grochowski C., Protasiewicz J.: *Model organizacji i przepływu informacji w przedsiębiorstwie obrotu*, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek energii elektrycznej: od restrukturyzacji do unii europejskiej”, t. 2, Kazimierz Dolny 2003, s. 235–240.
130. Grzegorzczak J.: *Elementy rachunku prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej*. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1991.
131. Grzeszczuk Z., Zaleski K.: *Zdalna łączność w układach automatyki – Nowoczesne rozwiązania poznańskiej Mikroniki*. „Infotel” 2005, nr 11, s. 46–47.
132. Gulski E., Smit J., Maksymiuk J.: *Zarządzanie zasobami sieci elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2004.
133. Gumiński J., Hassmann-Udrycka A.: *Zbiory wyląceń powodujących przerwy zasilania węzłów w sieciach wyposażonych w automatykę SZR*. „Energetyka” 1979, nr 3, s. 110–113.
134. Guzik B.: *Podstawy ekonometrii*. Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Poznaniu, Poznań, 2008.
135. Hajdrowski K.: *Tendencje w rozwoju transformatorów sieciowych*. „Biuletyn Informatyczny PTPiREE” 2002, nr 4, s. 17–22.
136. Haupt R.L., Haupt S.E.: *Practical genetic algorithms*. New York: John Wiley & Sons, 1998.
137. Hellwing Z.: *Elementy rachunku prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej*. PWN, Warszawa 1995.
138. Hoppel W., Lorenc J.: *Badania instalacji uziemiających stacji SN/nN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 9, s. 3–9.
139. Horak J., Berent-Żesławska I., Kozłowski J.: *Uproszczony sposób ocen nieciągłości zasilania odbiorów*. Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego i Wynalazczości Pracowniczej. „Zjednoczenie Energetyki” 1976, nr 1.
140. Horak J., Gawlak A., Szkutnik J.: *Optymalny podział środków inwestycyjnych na rozwój i modernizację sieci w spółce dystrybucyjnej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 2, s. 10–16.
141. Horak J., Gawlak A., Szkutnik J.: *Sieć jako zbiór elementów*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1998.
142. Horak J., Popczyk J.: *Eksploracja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*. WNT, Warszawa 1985.

143. Horak J.: *Sieci elektryczne. cz. 1, Elementy sieci rozdzielczych*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1997.
144. Horak J.: *Sieci elektryczne. cz. 3, Zagadnienia optymalizacyjne w projektowaniu sieci rozdzielczych*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1990.
145. Hradilek Z. Kreci P, Jurija L.: *Wyznaczanie niezawodności sieci rozdzielczych za pomocą metody analizy wielokryterialnej*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2005, nr 1k, s.124–127.
146. Instytut Energetyki: *Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych nn, SN i 110 kV*. Katowice – Warszawa 1986.
147. Iosifescu M.: *Skończone procesy Markowa i ich zastosowanie*. PWN, Warszawa 1988.
148. Iżykowski J., Kawecki R.: *Lokalizacja zwarć w liniach częściowo równoległych*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2002, nr 8, s. 241–245.
149. Jankowicz S.: *Stan obecny i kierunki rozwojowe aparatury średniego napięcia*. Seminarium towarzyszące targom ENEX, Kielce 1998.
150. Jiang R.: *A Non-parametric Approach For Modelling Reliability Growth Of Complex Repairable Systems*. "Maintenance And Reliability" 2009, No. 3, pp. 78–81.
151. Jonnavithula S., Billinton R.: *Topological analysis in bulk power system reliability evaluation*. IEEE Transactions on Power Systems, February 1997, pp. 457–461.
152. Josephus M., Heijligers M.: *The application of genetic algorithms to high-level synthesis*. Eindhoven 1996.
153. Juszczyk A.: *Załączanie transformatorów oraz linii ŚN w aspekcie selektywności działania zabezpieczeń nadprądowych*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 2002, nr 3, s. 9–14.
154. Kacejko P.: *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
155. Kahl T., Niestępski S.: *Niezawodność dostawy energii elektrycznej [w] Sieci elektroenergetyczne w zakładach przemysłowych, t. 1, Zasilanie i rozdział energii*. WNT, Warszawa 1987.
156. Karpiński J., Firkowicz S.: *Zasady profilaktyki obiektów technicznych*. PWN, Warszawa 1981.
157. Karpiński J., Korczak E.: *Metody oceny niezawodności dwustanowych systemów technicznych*. Omnitech Pres, Warszawa 1990.
158. Kaszowska B., Kopterski W., Tomaszewski M.: *Issues of failure frequency o fan electric Power system in Power enterprises*. 8th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, 21–23 September, Cracow 2005, pp. 477–482.
159. Kaszowska B.: *Metoda badania niezawodności przesyłu mocy w sieci krajowej z uwzględnieniem wpływu niezawodności układu wytwórczego*. „Energetyka” 1990, listopad, s. 205–208.
160. Kaźmierczyk A., Chojnacki A.Ł.: *Analiza dobowej i tygodniowej zmienności obciążeń mocą czynną i bierną elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN, miejskich oraz terenowych*. „Energetyka” 2011, nr 1, s. 29–37.

161. Kaźmierczyk A.: *Metody oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych*. Ogólnopolska Konferencja Naukowo-Techniczna „Modelowanie, symulacja i zastosowania w technice MSiZwT11”, 13–17 czerwca, Kościelisko 2011.
162. Kinsner K., Serwin A., Sobierajski M., Wilczyński A.: *Sieci elektroenergetyczne*. Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993.
163. Kiszło S., Kobyliński K., Frącek A.: *Nowe rozwiązania łączników napowietrznych średniego napięcia z zastosowaniem izolatorów kompozytowych i ceramicznych*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2008, nr 4, s. 56–57.
164. Klimaszewski A., Korniluk W.: *Analiza niezawodności elektroenergetycznej sieci rozdzielczej średniego napięcia z wykorzystaniem sieci bayesowskich*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2011, nr 2, s. 10–15.
165. Klubowicz J.: *Inteligentna automatyka SZR w stacjach elektroenergetycznych*. Prace STOEN, Warszawa 1998.
166. Kobyliński K., Kiszło S.: *Odlączniki i rozłączniki napowietrzne średniego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 3, s. 36–37.
167. Kochel M., Niestępski S.: *Elektroenergetyczne sieci i urządzenia przemysłowe*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1995.
168. Kochel Z., Prochownik P., Rodoń F.: *Światłowodowe zabezpieczenie łukochronne typu ZŁ dla rozdzielnic i stacji transformatorowych ŚN/nn*. „Energetyka” 2000, nr 2, s. 77–80.
169. Koperski W, Zmarzły D.: *Koszty utrzymania niezawodności urządzeń elektroenergetycznych w spółce dystrybucyjnej*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2006, nr 9, s.108–110.
170. Kopieli J., Wójcik K.: *Przykłady zastosowania zabezpieczeń cyfrowych do wykrywania skomplikowanych zakłóceń w sieci SN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 10, s. 37–40.
171. Kopociński B.: *Zarys teorii odnowy i niezawodności*. PWN, Warszawa 1973.
172. Kopterski W.: *Prognozy awaryjności poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych sieci rozdzielczej przy wykorzystaniu logiki rozmytej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 11, s. 3–7.
173. Korczyński W.: *Matematyczne podstawy niektórych metod sieciowych*. Wydawnictwo Wyższej Szkoły Pedagogicznej, Kielce 2000.
174. Kornatka M.: *Analiza statystyczna niezawodności krajowych linii niskiego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 6, s. 3–6.
175. Kornatka M.: *Ocena niezawodności krajowych sieci średniego napięcia*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2009, nr 3, s. 176–179.
176. Kornatka M.: *Ocena stanu niezawodności krajowych linii kablowych*. „ElektroInfo” 2008, nr 5, s. 48–51.
177. Kornatka M.: *Wpływ łączników sterowanych radiowo na niezawodność sieci terenowej średniego napięcia*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2006, nr 9, s.111–113.
178. Koschela K.(red.): *Wytyczne budowy i eksploatacji elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami izolowanymi o napięciu do 30 kV*. PTPiREE, Poznań 1999.
179. Kosorukoff A.: *Human based genetic algorithm*. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, SMC, 2001, pp. 3464–3469.

180. Kotulski Z.: *Generatory liczb losowych: algorytmy, testowanie, zastosowania*. „Matematyka stosowana” 2001, nr 2, s. 1–35.
181. Kowalska A., Wilczyński A.: *Źródła rozproszone w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Kaprint, Lublin 2007.
182. Kowalski Z., Kozłowski J.: *Obliczanie wskaźników niezawodnościowych elektroenergetycznych układów zasilających zakłady przemysłowe*. Materiały VI Ogólnokrajowej Konferencji Naukowo-Technicznej Energetyków Biur Projektów, Sekcja II: „Użytkowanie energii elektrycznej”, Łódź 1976.
183. Kowalski Z., Stępień J.: *Ocena skutków awarii linii kablowych 15 kV*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, t. 1, 11–13 czerwca, Gdańsk-Jurata 2003, s. 145–151.
184. Kowalski Z., Stępień J.C.: *Elektryfikacja zakładów przemysłowych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2009.
185. Kowalski Z.: *Jakość energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2007.
186. Kowalski Z.: *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
187. Kowalski Z.: *O testach do weryfikacji hipotezy o normalnym rozkładzie w przypadku małej próbki*. „Przegląd Statystyczny” 1970, z. 2.
188. Kowalski Z.: *Podstawy prognozowania elektroenergetycznego*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1988.
189. Kowalski Z.: *Problemy ciągłości w dostawie energii elektrycznej w elektroenergetyce krajowej*. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 1975.
190. Kowalski Z.: *Wahania napięcia w układach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1985.
191. Kozik Z.: *Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1976.
192. Kozik Z.: *Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej. Rezerwa mocy w systemie elektroenergetycznym*. Rozprawa habilitacyjna. Wrocław 1991.
193. Koźniewska I., Włodarczyk M.: *Modele odnowy, niezawodności i masowej obsługi*. PWN, Warszawa 1978.
194. Koźniewska Z.: *Teoria odnowienia*. PWN, Warszawa 1965.
195. Kozuchowski J.: *Informatyka, sterowanie i zarządzanie w elektroenergetyce*. PWN, Warszawa 1979.
196. Krefft A.: *Funkcje diagnostyczne zjawisk nieobserwowalnych*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1999.
197. Kromiss-Bis Sp. z o.o.: *Katalog linii napowietrznych średniego napięcia 15–30 kV z przewodami gołymi na stalowych słupach energetycznych SSE*. Poznań 2008.
198. Kruiskamp M.: *Analog design automation using genetic algorithms and polytopes*. Eindhoven 1996.
199. Krysicki W.: *Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna w zadaniach*. PWN, Warszawa 1986.

200. Kuczerow J.N., Rozanow M.N.: *O wymaganiach w zakresie niezawodności sieci elektroenergetycznych na różnych poziomach napięciowych*. Materiały Międzynarodowego Sympozjum „Jakość zasilania z układów sieciowych”, 23-24 września, Porąbka-Kozubnik 1986, s. 33–38.
201. Kujszczyk-Bożentowicz M.: *Systemy informacji przestrzennej jako narzędzie wspomagające eksploatację i rozwój sieci elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 8, s. 3–10.
202. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. t. 1, PWN, Warszawa 1994.
203. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. t. 2. PWN, Warszawa 1994.
204. Kujszczyk S., Helt P.: *Odbudowa systemu elektroenergetycznego Warszawy po blackout'cie*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2009, nr 10, s.50–54.
205. Kulakarni A.: *Knowledge-based methodology for intelligent sequence switching, fault identification and service restoration of distribution system*. "Electric Power and Energy Systems" 1997, Vol. 19, No. 2, pp. 119–124.
206. Kulczycki J.: *Wybrane zastosowania algorytmów systemów złożonych w elektroenergetyce*. „Archiwum Energetyki” 1997, nr 1–2, s. 83–97.
207. Kumamoto H., Tanaka K., Inoue K.: *Efficient Evaluation of System Reliability by Monte Carlo Method*. IEEE Transactions on Reliability, 1977, Issue 5, Vol. R-26, pp. 311–315.
208. Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E.: *Analiza metod zwiększania szybkości eliminowania uszkodzonych odcinków sieci SN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 9, s. 28–30.
209. Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E.: *Zabezpieczenia szyn i układy rezerwy wyłącznikowej w stacjach 110 kV/SN*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2011, nr 9, s. 21–24.
210. Kuran Z., Tomczak E., Skrodzki S., Sulik R.: *Urządzenie zabezpieczeniowo-sterownicze do automatyzacji punktów rozłącznikowych sieci SN*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2004, nr 9, s. 34–38.
211. Ковалев А.П., Муха В.П., Спиваковский А.В., Шевченко О.А.: *Оценка надежности структурно-сложных схем, элементы которых могут находиться в трех состояниях*. IV Міжнародної наукової конференції. Ефективність і якість електропостачання промислових підприємств, Мариуполь, Україна, 24–26 травня 2000, s. 157–159.
212. Laudyn D., Maksymiuk J.: *Jakość i niezawodność w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.
213. Laudyn D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1997.
214. Lee H., Choi J., Kim J.: *Calculation of Transmission Reliability Margin (TRM) for Bulk Power System*. Proceedings of the International Symposium „Modern electric power systems”, September, Wrocław 2002, pp. 296–300.
215. Lehmann E.L.: *Testowanie hipotez statystycznych*. PWN, Warszawa 1968.
216. Leite P., Carneiro A., Ponce A., Carvalho F.: *Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms*. IEEE Transactions on Power Systems, February 2002, s. 173–181.
217. Lejdy B.: *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych*. WNT, Warszawa 2009.

218. Lesiński S.: *Niezawodność łączników elektroenergetycznych. Badania i ocena*. WNT, Warszawa 1983.
219. Lesiński S.: *Niezawodność urządzeń elektrycznych*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1989.
220. Lesiński S.: *Opracowanie wyników badań za pomocą histogramu*. Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej „Elektryka” 1978, z. 63, s. 95–105.
221. Lesiński S.: *Podstawy eksploatacji i niezawodności urządzeń elektrycznych*. Wydawnictwa Uczelniane Akademii Techniczno-Rolniczej, Bydgoszcz 1989.
222. Leśniewicz M.: *Sprzętowa generacja losowych ciągów binarnych*. Wydawnictwo Wojskowej Akademii Technicznej, Warszawa 2009.
223. Levitin G., Mazal-Tov S., Elmakis D.: *Reliability indices of a radial distribution system with sectionalizing as a function of network structure parameters*. Electric Power Systems Research, Issue 2, Vol. 36, February 1996, pp. 73–80.
224. Lieber D.; Nemirovskii A.; Rubinstein R.Y.: *A fast Monte Carlo method for evaluating reliability indexes*. IEEE Transactions on Reliability, Issue 3, Volume 48, 1999, pp. 256–261.
225. Лиггет Т.: *Марковские процессы с локальным взаимодействием*. Мир, Москва, 1989.
226. Luo X. Singh C. and Patton A.D.: *A neural network based power system reliability evaluation technique*. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Funchal, 25–28 September, Madeira–Portugal 2000.
227. Łukomski R., Wilkosz K.: *Estymacja stanu rozdzielczych sieci elektroenergetycznych – przegląd metod*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2005, nr 1, s. 10–15.
228. Machowski J.: *Zastosowanie rozległych systemów pomiarowych w automatyce przeciwwaryjnej systemu elektroenergetycznego*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2005, nr 2, s. 1–15.
229. Maghraby H.: *Application of dc equivalents to the reliability evaluation of composite power systems*. IEEE Transactions on Power Systems, February 1999, pp. 355–361.
230. Majcherczyk A., Chojnacki A.Ł.: *Analiza czasów trwania przerw w zasilaniu odbiorców w przypadku awarii urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/NN miejskich oraz wiejskich*. VII Ogólnopolska Konferencja Naukowo-Techniczna PES – 7 „Postępy w elektrotechnice stosowanej”, 22–26 czerwca, Kościelisko 2009.
231. Makarov Y., Moharari N.: *A generalized reliability and security index*. Paper BPT 99-332-13, Proc. IEEE Budapest Power Tech’99 Conference, 29 August–2 September 1999.
232. Maksymiuk J.: *Niezawodność łączników elektroenergetycznych wysokiego napięcia*. ZETOM, Warszawa 1991.
233. Maksymiuk J.: *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003.
234. Malhotra M. Trivedi K.S.: *Dependability modeling using Petri-nets*. IEEE Transactions on Reliability, Issue 3, Vol. 44, pp. 428–440.

235. Malko J.: *Generacja rozproszona w europejskiej polityce energetycznej*. V Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze” SIECI 2004, Wrocław 2004, s. 49–56.
236. Malko J.: *Niektóre zagadnienia niezawodności pracy układów elektroenergetycznych*. „Energetyka” 1970, nr 8, s. 255–257.
237. Manusov V., Shelkova D., Łuczkiwicz A.: *Cost optimization of electric power transmission in the power system at fuzzy set limitations*. VII Międzynarodowa Konferencja Naukowa, „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, 11–13 czerwca, Gdańsk–Jurata 1997, s. 53–60.
238. Markiewicz H., Wróblewski Z.: *Metoda oceny niezawodności styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego niskiego napięcia*. „Przegląd Elektrotechniczny” 1977, nr 5, s. 206–209.
239. Markiewicz H.: *Niezawodność dostawy i jakość energii elektrycznej jako kryteria wyznaczające sposoby zasilania odbiorców i wykonania instalacji elektrycznych*. Biblioteka Polskiego Centrum Promocji Miedzi, PCPM 2002, nr 19, Wrocław 2002.
240. Markiewicz H.: *Urządzenia elektroenergetyczne*. WNT, Warszawa, 2008.
241. Marszałkiewicz K.: *Źródła zakłóceń i jakość energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 9, s. 10–16.
242. Marzecki J., Błażejczyk M.: *Główne problemy modernizacji sieci terenowych niskiego i średniego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 7, s. 15–18.
243. Marzecki J., Sawicki P.: *Zastosowanie metody kosztów rocznych do obliczania kosztu energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 10, s. 18–21.
244. Marzecki J.: *Analiza struktur głównych punktów zasilających i ich optymalne rozmieszczenie w miastach*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 1, s. 3–9.
245. Marzecki J.: *Efektywność wymiany elementów sieci eksploatowanych w rozdzielczych sieciach elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 3, s. 40–42.
246. Marzecki J.: *Elektroenergetyczne sieci miejskie. Zagadnienia wybrane*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2006.
247. Marzecki J.: *Metody ekonomiczne przy badaniu rozwoju sieci elektroenergetycznych*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2002, nr 8, s. 245–250.
248. Marzecki J.: *Miejskie sieci elektroenergetyczne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996.
249. Marzecki J.: *Obliczenia niezawodnościowe sieci przemysłowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 10, s. 17–21.
250. Marzecki J.: *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*. PWN, Warszawa 2001.
251. Marzecki J.: *Terenowe sieci elektroenergetyczne*. Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Warszawa 2007.
252. Marzecki J.: *Układy elektroenergetyczne sieci terenowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 10, s. 3–6.
253. Marzecki J.: *Układy elektroenergetyczne stacji transformatorowych stosowane w sieciach terenowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 11, s. 40–43.

254. Marzecki J.: *Wybrane zagadnienia rozwoju miejskich sieci elektroenergetycznych w warunkach tworzonego rynku energii elektrycznej*. z. 121, OWPW, Warszawa 2002.
255. Matla R.: *Gospodarka Elektroenergetyczna*. PWN, Warszawa 1979.
256. Matyjasek Ł.: *Kondensatory energetyczne średnich napięć*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 5, s. 50–52.
257. McGhee J., Henderson Ian A., Korczyński M., Kulesza W.: *Measurement data handling theoretical technique*. Vol. 1, Łódź 2001.
258. McGhee J., Henderson Ian A., Korczyński M., Kulesza W.: *Measurement data handling hardware technique*. Vol. 2, Łódź 2001.
259. Meeuwse J., Kling W.: *Effects of preventive maintenance on circuit breakers and protection systems upon substation reliability*. "Electric Power System Research" 1997, No. 40, pp. 181–188.
260. Metropolis N., Ulam S.: *The Monte Carlo Method*. "Journal of the American Statistical Association" 1949, Vol. 44, No. 247, pp. 335–341.
261. Michajlow W.W.: *Niezawodność zasilania zakładów przemysłowych energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1985.
262. Michalewicz Z.: *Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne*. WNT, Warszawa 1999.
263. Migdalski J. red.: *Inżynieria niezawodności – poradnik*. ATR Bydgoszcz i Zetom Warszawa, 1992.
264. Migdalski J.: *Podstawy strukturalnej teorii niezawodności: Wstęp do niezawodności systemów ogólnych*. Wydawnictwa Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1978.
265. Migdalski J.: *Problemy wyboru strategii sterowania niezawodnością w systemach technicznych*. „Problemy Postępu Technicznego” 1972, nr 6, s. 11–18.
266. Migdalski J.: *Wyznaczanie niezawodności systemów z elementami zależnymi*. „Rozprawy Elektrotechniczne” 1979, nr 1, s. 195–198.
267. Migdalski J.: *Zasady i strategie oddziaływań na niezawodność obiektów*. „Przegląd Elektrotechniczny” 1995, nr 1, s. 23–28.
268. Mikrut M., Pilch Z., Sauczek M.: *Problemy efektywności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w krajowych sieciach średnich napięć*. Materiały Międzynarodowego Sympozjum „Jakość zasilania z układów sieciowych”, 23–24 września, Porąbka-Kozubnik 1986, s. 125–136.
269. Miller L.H.: *Table of percentage points of Kolmogorov statistics*. J. Amer. Statist. Assn. 1956, Vol. 51, pp. 111–121.
270. Miranda V., Srinivasan D., Proenca L.: *Evolutionary computation in power systems*. "Electrical Power & Energy Systems", 1998, pp. 89–98.
271. Miranda V.: *Fuzzy reliability analysis of power systems*. 12 PSCC, 19–23 August, Dresden 1996.
272. Moldrik P., Gurecky J.: *Umiejscowienie reclozerów w sieci dystrybucyjnej SN w celu zwiększenia niezawodności zasilania*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2009, nr 3, s. 200–203.
273. Muchalski J.: *Aparatura rozdzielcza SN produkcji Grupy Meller*. „Informator Elektrosystemy” 2002, nr 3, s. 96–101.

274. N SEP-E-003: *Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz niepełnoizolowanymi.* COSiW SEP, Warszawa 2003.
275. N SEP-E-004 *Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.*
276. Nahman J., Peric D.: *Analysis of cost of urban medium voltage distribution networks.* "Electrical Power & Energy Systems" 1998, pp. 7–16.
277. Nartowski Z.: *Stacje elektroenergetyczne 110 kV–750 kV.* WNT, Warszawa 1985.
278. Nazarko J., Jakuszewicz I.: *Prognozowanie przestrzennego obciążenia mocą z zastosowaniem zbiorów rozmytych.* Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2000.
279. Niebrzydowski J.: *Sieci elektroenergetyczne.* Wydawnictwo Politechniki Białostockiej, Białystok 1997.
280. Niewiedział E., Niewiedział R.: *Ekonomika stacji elektroenergetycznych SN-nn na terenach wiejskich.* „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 10, s. 7–11.
281. Nizinski S., Żółtowski B.: *Informatyczne systemy zarządzania eksploatacją obiektów technicznych.* Wydawnictwo Makar, Bydgoszcz 2001.
282. Nowakowski T.: *Systemy informacyjne w badaniach niezawodności obiektów technicznych.* Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1996.
283. Olczyk J.: *Stacja transformatorowa SN/nn sterowana z poziomu wspomagania dyspozytora.* „Automatyka Elektroenergetyczna” 1999, nr 1, s. 40–42.
284. Oleksa J.: *Nieciągłość zasilania.* „Energetyka” 2000, nr 7, s. 314–316.
285. Olszowiec P.: *Niezawodność pracy obwodów sterowniczych napięcia przemiennego.* „Automatyka Elektroenergetyczna” 2002, nr 1, s. 18–21.
286. Ossowicki J., Szablewski K., Joeck R.: *Nowe podejście do zabezpieczania słupowych i wewnętrznych stacji transformatorowych małej mocy.* „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 5, s. 8–11.
287. Ożóg M., Gawor L., Siwek S.: *Ograniczanie długości przerw w dostawie energii – łączniki zdalnie sterowane.* „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 3, s. 28–31.
288. Parol M., Baczyński D.: *Algorytmy ewolucyjne w analizie niezawodności zasilania węzłów sieciowych 110 kV.* Aktualne problemy w elektroenergetyce, t. I, 6-8 czerwca, Jurata 2001, s. 291–300.
289. Paska J., Bargiel J., Bartczak J., Goc W., Kłos A., Momot A., Sowa P., Nowakowska-Siwińska E., Teichman B.: *Metodyka oceny niezawodności przesyłu.* Czasopismo Polskich Sieci Elektroenergetycznych, „Elektroenergetyka” 2000, nr 2, s. 3–68.
290. Paska J., Parciński G.: *Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych.* „Energetyka” 2001, nr 12, s. 711–721.
291. Paska J.: *Dziś i jutro metodyki analiz niezawodności systemu elektroenergetycznego.* „Przegląd Elektrotechniczny” 2011, nr 9a, s. 190–196.
292. Paska J.: *Generacja rozproszona a niezawodność systemu elektroenergetycznego.* „Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja” 2002, nr 3, s. 17–27.

293. Paska J.: *Identyfikacja modeli probabilistycznych wielkości losowych w elektroenergetyce*. Materiały II Sympozjum „Metody matematyczne w elektroenergetyce”, listopad, Zakopane 1988, pp. 13–21.
294. Paska J.: *Jakość energii elektrycznej, niezawodność zasilania, bezpieczeństwo energetyczne*. „Elektroenergetyka” 2003, nr 4, s. 1–9.
295. Paska J.: *Key problems of reliability and Power quality in Polish electric power system under restructuring*. IEEE Conference Proceedings of 2001 Power Tech, pt. 1, Vol. 1, 10–13 September, Porto – Portugal 2001, p. 6.
296. Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
297. Paska J.: *Nowe trendy w analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego*. „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, t. 1, 6–8 czerwca, Jurata 2001, s. 275–282.
298. Paska J.: *Ocena niezawodności podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego*. Prace naukowe – Elektryka, z. 120, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2002.
299. Paska J.: *Ocena niezawodności układów zasilania energią elektryczną*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2002, nr 11, s. 258–263.
300. Paska J.: *Optymalizacja niezawodności systemu elektroenergetycznego*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2008, nr 11, s. 26–31.
301. Paska J.: *Requirements and some solutions of the new tool for composite electric power system reliability assessment*. Proceedings of the International Symposium „Modern electric power systems”, September, Wrocław 2002, pp. 290–295.
302. Paska J.: *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
303. Pawełkiewicz Z.: *Generacja rozproszona jako alternatywa zasilania odbiorców w energię elektryczną i ciepłą*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 7, s. 9–16.
304. Pawłęga A.: *Problematyka przerw w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom końcowym*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 11, s. 3–9.
305. Pawłęga A.: *Zagadnienie pomiarów i oceny przerw w dostarczeniu energii elektrycznej odbiorcom końcowym*. Konferencja Naukowo-Techniczna „Optymalizacja w elektroenergetyce”, 29–30 września, Jachranka 2005, s. 277–285.
306. PE-CONS 3685/6: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy ustanawiająca infrastrukturę informacji przestrzennej, Bruksela 2007.
307. Petri C.A.: *Concepts of net theory*. MFCS: P. of Symp. & Summer School, Strbske Pleso, Bratislava 1973, pp. 137–146.
308. Piłat A.: *Diagnostyczne badania eksploatacyjne wybranych wyłączników małoolejowych wewnętrznych średniego napięcia w energetyce przemysłowej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2006, nr 4, s. 28–32.
309. Piłatowicz A.: *Oddziaływanie obwodów elektroenergetycznych na obwody telekomunikacyjne*. WNT, Warszawa 1987.
310. PN-82/N-01052.00 *Statystyka matematyczna. Badania statystyczne. Zasady prowadzenia badań statystycznych*.

311. PN-83/N-01052.07 *Statystyka matematyczna. Badania statystyczne. Badanie zgodności rozkładu właściwości w populacji z rozkładem teoretycznym.*
312. PN-87/N-04030 *Niezawodność w technice. Metody wnioskowania statystycznego. Graficzne testowanie hipotez o rozkładach zmiennych losowych.*
313. PN-98/E-051001 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.*
314. PN-E-05100-2 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami w izolacji oraz przewodami w osłonie izolacyjnej.*
315. PN-E-05115: 2002 *Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu powyżej 1 kV.*
316. PN-E-50160: 1998 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.*
317. PN-EN 60298: 2000 *Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięcie znamionowe większe niż 1 kV do 52 kV włącznie.*
318. PN-EN 60694: 1996 *Postanowienia wspólne dla norm na wysokonapięciową aparaturę rozdzielczą i sterowniczą.*
319. PN-EN 61330: 2001 *Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie.*
320. PN-EN 61968-3:2007 *Integracja aplikacji w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych – Interfejsy systemowe do zarządzania dystrybucją.*
321. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej: *Instrukcja pracy pod napięciem przy urządzeniach elektroenergetycznych.* Poznań 1996.
322. Popczyk J., Ciura S., Trybus A.: *Koszty i korzyści podwyższania ciągłości zasilania wybranych odbiorców z istniejących sieci rozdzielczych.* Materiały Międzynarodowego Sympozjum „Jakość zasilania z układów sieciowych”, 23-24 września, Porąbka-Kozubnik 1986, s. 99–112.
323. Popczyk J., Żmuda K.: *Sieci elektroenergetyczne. Ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego.* Skrypty uczelniane nr 212, Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 1991.
324. Popczyk J.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Nieciągłość zasilania z sieci rozdzielczych.* Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 1980.
325. Popczyk J.: *Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego.* Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2010.
326. Popczyk J.: *Energetyka rozproszona, od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej.* Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
327. Popczyk J.: *Metody oceny nieciągłości zasilania z sieci kablowych średnich napięć.* Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” 1976, z. 51.
328. Popczyk J.: *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych.* WNT, Warszawa 1991.
329. Popczyk J.: *Proces odnowy poawaryjnej w napowietrznych sieciach rozdzielczych.* Zeszyty naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” 1979, z. 66, Gliwice.

330. Popczyk J.: *Wpływ organizacji obsługi sieci kablowych średnich napięć w stanach awaryjnych na ich niezawodność*. Praca doktorska, Gliwice 1973.
331. *Poradnik inżyniera elektryka*. t. 3, WNT, Warszawa 2011.
332. *Poradnik niezawodności*. t. 1, *Podstawy matematyczne*. Wydawnictwo WEMA, Warszawa 1982.
333. Prażewska M.: *Podstawy niezawodności*. Wydawnictwa Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 1989.
334. Przedmojska K.: *Dlaczego wiele awarii nie jest likwidowanych przez zabezpieczenia w sposób szybki i selektywny?* „Automatyka Elektroenergetyczna” 1999, nr 1, s. 39.
335. Przygrodzki M., Siwy E.: *Źródła rozproszone w sieci dystrybucyjnej – aspekty praktyczne*. Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’07, 13–15 czerwca, Jurata 2007.
336. Przystupa F.W.: *Proces diagnozowania w ewoluującym systemie technicznym*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1999.
337. PTPiREE: *Ocena przewidywanych potrzeb rozwojowych i odtworzeniowych sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia na obszarach o małym zagęszczeniu odbiorców*. Materiał źródłowy PTPiREE, październik, Poznań 2005.
338. Pułtorak J.: *Metoda wyboru układu stacji elektroenergetycznych z uwzględnieniem ich elastyczności i niezawodności*. BSiPPUE „Elektroprojekt”, Warszawa 1976.
339. Rabin M.O.: *Probabilistic algorithms in finite fields*. "SIAM Journal on Computing" 1980, Vol. 9, No. 2, pp. 273–280.
340. Райншке К., Ушаков И.А.: *Оценка надежности систем с использованием графов*. Радиои связь, Москва 1988.
341. Rakowska A., Lorenc J., Staszak B.: *Sposoby ograniczania zakłóceń doziemnych i ich skutków w napowietrznych liniach SN*. „Przegląd elektrotechniczny” 2007, nr 4, s.125–128.
342. Rakowska A.: *Kable elektroenergetyczne średniego napięcia o izolacji XLPE – doświadczenia eksploatacyjne*. VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EU’97”, s. 291–296, Zakopane 1997.
343. Rakowska A.: *Konstrukcje kabli elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia* [w:] *Inżynieria wysokich napięć w elektroenergetyce*. t. 1, pod red. Mościckiej-Grzesiak H., Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1996, s. 123–139.
344. Rakowska A.: *Kryteria oceny weryfikujące jakość polietylenu usieciowanego stosowanego jako izolacja kabli elektroenergetycznych*. „Rozprawy” 2000, nr 357, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań.
345. Rakowska A.: *Linie kablowe wysokiego napięcia – stan obecny i tendencje rozwoju*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 11, s. 28–36.
346. Ramirez-Rosado I., Bernal-Agustin J.: *Reliability and Costs Optimization for Distribution Networks Expansion Using an Evolutionary Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, February 2001, pp. 111–118.
347. Raport CIGRE: *Stany awaryjne w przekładnikach*. Poznań 1987.
348. Ratz J.: *W trosce o niezawodność systemu elektroenergetycznego*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 2001, nr 1, s. 23.

349. Reinschke K.: *Zuverlässigkeit von Systemen*. Verlag Technik, Berlin 1974.
350. Robak S.: *Automatyka przeciwwawaryjna w systemie elektroenergetycznym*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2010, nr 7, s. 3–7.
351. Розанов М.М.: *Надежность электроэнергетических систем*. Энергоиздат, Москва, 1984.
352. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dziennik Ustaw Nr 189, poz. 1126, 12 września 2011.
353. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Dziennik Ustaw Nr 2, 6 stycznia 2005.
354. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dziennik Ustaw Nr 93, 29 maja 2007.
355. Rubinstein R.Y.: *Simulation and the Monte Carlo Method*. Second Edition. J. New York: Wiley & Sons Inc., 2008.
356. Руденко Ю.Н., Челъцов М.Б.: *Надежность и резервирование в электроэнергетических системах*. Наука, Новосибирск 1974.
357. Rutkowska D., Piliński M., Rutkowski L.: *Sieci neuronowe, algorytmy genetyczne i systemy rozmyte*. PWN, Warszawa 1997.
358. Rżaniak M.: *Projektowanie miejskich sieci elektroenergetycznych*. Materiały Konferencji „Nowoczesne metody projektowania sieci i stacji elektroenergetycznych”, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, Jadwisin 1982.
359. Salehfar, H., Li, T.: *Stochastic Petri nets for reliability assessment of power generating systems with operating considerations*. Power Engineering Society 1999 Winter Meeting IEEE, 31 January–4 February 1999, Vol. 1, pp. 459–464.
360. Sanabria A., Dillon S.: *Power system reliability assessment suitable for a deregulated system via the method of cumulants*. "International Journal Of Electrical Power & Energy Systems", 1998, Vol. 3, pp. 203–211.
361. Sawicki P.: *Nowoczesne rozwiązania rozdzielni sieciowych i punktów zasilających*. „Wiadomości Elektrotechniczne 2008, nr 4, s. 53–55.
362. Schwan M., Koglin H.: *Reliability of power transits*. „Electrical Engineering” 2001, pp. 287–289.
363. Shin D., Bae I., Kim J.: *Optimal operating strategy of distributed generation considering hourly reliability worth*. Proceedings of the International Symposium "Modern electric power systems", September, Wrocław 2002, pp. 307–311.
364. Silvey S.D.: *Wnioskowanie statystyczne*. PWN, Warszawa 1978.
365. Singh C., Mitra J.: *Composite system reliability evaluation using State Space Pruning*. IEEE Transactions on Power Systems, February 1997, pp. 471–477.
366. Siodelski A., Zajczyk R.: *Hierarchiczny układ sterowania poziomami napięć i rozplływem mocy biernej*. XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, t. 1, 11–13 czerwca, Gdańsk–Jurata 2003, s. 281–287.

367. Siwak P., Wróblewski Z.: *Analiza awaryjności kabli SN*. „Energetyka”, z. 14, referat z IX Konferencji Naukowo-Technicznej „Projektowanie i innowacje w remontach energetycznych”, PIRE 2007, 28–30 listopada, Ustroń 2007. s. 94–97.
368. Sklarow W.F., Gulajew W.A.: *Diagnostyka w energetyce*. WNT, Warszawa 1988.
369. Skliński R., Hołdyński G., Sulkowski M.A.: *Zapotrzebowanie na energię bierną, zastosowanie urządzeń kompensujących oraz sposoby kompensacji w układach SN i nn*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 5, s. 26–31.
370. Skuletic S., Zivkovic J., Jankovic J.: *Analiza niezawodności sieci rozdzielczych oraz ich elementów*. Materiały Międzynarodowego Sympozjum „Jakość zasilania z układów sieciowych”, 23–24 września Porąbka–Kozubnik 1986, s. 137–144.
371. Słowiński B.: *Podstawy badań i oceny niezawodności obiektów technicznych*. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Koszalińskiej, Koszalin 1996.
372. Smetanin Y.: *Las Vegas method of region of attraction enlargement in neural networks*. Proc. SPIE., Vol. 2363, 1995, pp. 77–81.
373. Sobieszkański S.: *Kierunki rozwoju krajowych sieci rozdzielczych*. „Energetyka” 1985, nr 7, s. 28–295.
374. Sobolewski R.A.: *Zastosowanie modeli semi-Markowa do analizy wpływu badań eksploatacyjnych na niezawodność środków ochrony przeciwporażeniowej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 3, s. 11–16.
375. Sołowiew A. D.: *Analityczne metody w teorii niezawodności*. WNT, Warszawa 1983.
376. Sowa A., Jęzak S.: *Ochrona przed przepięciami w typowych obiektach Zakładów Energetycznych*. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 1999.
377. Sozański J.: *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1990.
378. Sozański J.: *Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych*. PWN, Warszawa 1974.
379. Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1982.
380. Sozański J.: *Podstawowe problemy niezawodności systemów elektroenergetycznych*. Materiały Krajowej Konferencji Naukowo-Technicznej „Problemy niezawodności w elektryce”, 5–7 września, Kielce 1975.
381. Starke P.H.: *Sieci Petri*. WNT, Warszawa 1987.
382. StatSoft Polska: *Statistica PL – Poradnik Użytkownika*. Kraków 1997.
383. Stępień J.C., Chojnacki A.: *Analiza awarii odgromników średniego napięcia w sieci energetyki zawodowej*. Materiały V Środkowoeuropejskiej Konferencji Naukowo-Technicznej „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 16-17 września, Częstochowa–Poraj 2003, s. 124–128.
384. Stępień J.C., Filipiak S., Blank S., Stobiecki A.: *Zastosowanie zmodyfikowanego algorytmu genetycznego do optymalizacji niezawodności złożonego układu sieci rozdzielczej*. IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”, Częstochowa–Poraj 2001, Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej nr 153, „Elektrotechnika” nr 16, t. 1, s. 65–67.

385. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: *Analiza sezonowości awarii elementów systemu elektroenergetycznego*. IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”, 17-18 września, Częstochowa–Poraj 2001, Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej nr 153, „Elektrotechnika” nr 16, t. 1, s. 68–70.
386. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: *Wykorzystanie sieci Petriego do analizy niezawodnościowej elementów systemu elektroenergetycznego*. V Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, t. 1, 10-12 kwietnia, Poznań–Kiekrz 2000, s. 211–214.
387. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S.: *Symulacja stanów niezawodnościowych systemów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego*. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 17–18 września, Częstochowa–Poraj 1999, s. 52–54.
388. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S.: *Symulacyjna ocena wartości nie dostarczonej energii elektrycznej*. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 17–18 września, Częstochowa–Poraj 1999, s. 49–51.
389. Stępień J.C., Stobiecki A.: *Własności niezawodnościowe transformatorów średnich napięć*. Zeszyt Naukowy Politechniki Świętokrzyskiej, „Elektryka” 2000, nr 37, Kielce, s. 109–118.
390. Stępień J.C., Tytko J.: *Modele niezawodności i odnowy linii elektroenergetycznych średniego napięcia*. Materiały VII Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE’95”, czerwiec, Gdańsk–Jurata 1995, s. 223–230.
391. Stępień J.C.: *Analiza składników czasu trwania awarii linii kablowych 15 kV*. Materiały Konferencji Naukowej PTETIS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE’2002”, 27–29 maja, Częstochowa–Złoty Potok 2002, s. 183–186.
392. Stępień J.C.: *Metody oceny strukturalnej niezawodności systemów elektroenergetycznych*. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 16, II Sympozjum Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE’2001”, 28–30 maja, Gdańsk 2001, s. 145–150.
393. Stępień J.C.: *Niezawodność linii napowietrznych i kablowych 15 kV*. Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2000, s. 149–160.
394. Stępień J.C.: *Ocena niezawodności zasilania odbiorcy energii elektrycznej z wykorzystaniem symulacji cyfrowej opartej na sieciach Petriego*. II Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie komputerów w elektrotechnice”, 7–9 kwietnia, Poznań–Kiekrz 1997, s. 211–213.
395. Stobiecki A., Majcherczyk A.: *Ocena parametrów zawodnościowych terenowej sieci elektroenergetycznej średniego napięcia*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2010, nr 3, s. 25–29.
396. Stobiecki A.: *Analiza parametrów niezawodnościowych transformatorów rozdzielczych średnich napięć*. Praca doktorska, Kielce 2006.
397. Stobiecki A.: *Intensywność uszkodzeń transformatorów rozdzielczych*. Materiały V Środkowoeuropejskiej Konferencji Naukowo-Technicznej „Metody i systemy komputerowe w automatyce i elektrotechnice”, 16–17 września, Częstochowa–Poraj 2003, s. 80–83.

398. Stobiecki A.: *Niezawodność i awaryjność urządzeń elektrycznych na przykładzie transformatorów*. II Ogólnopolskie Warsztaty Doktoranckie, 22–25 października, Istebna–Zaolzie 2000, s. 243–248.
399. Stobiecki A.: *Teoretyczne modele funkcji niezawodnościowych transformatorów rozdzielczych eksploatowanych w wiejskich sieciach elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 1, s. 20–22.
400. Straszewski A., Kowalczyk H.: *Zasilanie energią elektryczną zakładów przemysłowych*. WNT, Warszawa 1971.
401. Surma M.: *Pewność połączeń w obwodach wtórnych i zapewnienie wygodnej eksploatacji układów stacyjnych*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 2010, nr 3, s. 72–75.
402. Synal B., Korejwo E.: *System centralnej redundancji zabezpieczeń i analizy zakłóceń w stacji elektroenergetycznej*. „Automatyka Elektroenergetyczna”, Nr 4/1995(9), s. 12-14 i Nr 1/1996(10), s. 6-8.
403. Сынъчугов Ф.И.: *Расчет надежности схем электрических соединений*. Энергия, Москва 1971.
404. Szaniawski W.: *Automatyzacja stacji energetycznej SN w oparciu o zabezpieczenia wykorzystujące kolizyjną magistralę łączności*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 9, s. 36–42.
405. Szeloch R.F.: *Statystyczne i termiczne problemy niezawodności elementów elektrycznych*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1997.
406. Szostek T.: *Nowa metoda optymalizacji układów pracy sieci rozdzielczych średniego napięcia*. „Energetyka” 2002, nr 9, s. 639–648.
407. Szpindler P.: *Zastosowanie pełnościennych stalowych słupów rurowych do budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych wysokiego napięcia i najwyższych napięć*. „Energetyka” 2011, nr 8, s. 477–482.
408. Szprengiel Z.: *Jakość energii elektrycznej w świetle norm i przepisów prawnych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 1999, nr 1, s. 3–8.
409. Szuba M.: *Oddziaływania środowiskowe stacji elektroenergetycznych WN-ŚN i SN-nN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 11, s. 27–35.
410. Szydłowski K.: *Diagnostyka stanu urządzeń elektroenergetycznych metodą termografii*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 3, s. 36–38.
411. Szyról J., Maziarz S.: *Ograniczanie skutków zwarć łukowych w rozdzielniach i stacjach transformatorowych*. „Automatyka Elektroenergetyczna” 2000, nr 4, s. 10–12.
412. Talacha J., Bożentowicz M.: *Ograniczanie przerw w dostawie energii elektrycznej poprzez sterowanie łącznikami w napowietrznej sieci SN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 6, s. 22–27.
413. Talacha J., Bożentowicz M.: *Sterowanie łącznikami w napowietrznej sieci SN w celu ograniczenia przerw w dostawie energii elektrycznej*. III Ogólnopolska Konferencja „Elektroenergetyka na terenach wiejskich” ETW’2006, 19–21 listopada, Nałęczów 2006, s. 18–26.
414. Talaga A.: *Awaryjność i badania zabezpieczeń cyfrowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 4, s. 14–18.

415. Tarasiuk M.: *Zakłócenia w sieciach elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2009, nr 4, s. 3–7.
416. Tarczyński W., Żurek A.: *Odcinkowa lokalizacja miejsca doziemienia w liniach napowietrznych SN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2005, nr 5, s. 25–47.
417. Tarczyński W.: *Uszkodzenia w liniach elektroenergetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 2, s. 9–13.
418. Trojanowska M.: *Analiza statystyczna stanu wiejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia w Polsce*. Materiały Katedry Energetyki Rolniczej Akademii Rolniczej w Krakowie, Kraków 2006.
419. Trybuła S.: *Statystyka Matematyczna z elementami teorii decyzji*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001.
420. Trymucha J.: *Badanie niezawodności w zakresie analizy i oceny uszkodzeń elementów przepływowego systemu chłodzącego na przykładzie elektrowni Połaniec*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2007, nr 3, s. 30–34.
421. Тук Ю.Б., Лоив Й.А., Масников А.В.: *Оценка надежности электростановок*. Энергия, Москва 1974.
422. *User's Guide – Statistics Toolbox For Use With Matlab*. The MathWorks, Inc, Hill Drive, 2001.
423. Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz. U. Nr 54, poz. 348 z późniejszymi zmianami).
424. Wajda J.: *Analiza obciążalności i żywotności transformatorów sieciowych SN/nN w wybranym zakładzie energetycznym*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 8, s. 36–39.
425. Wang Gui-Bao, Huang Hong-Zhong, Sun Lian Sheng: *A Hybrid Cross-Entropy Algorithm For Reliability Assessment of Configuration-Redundancy Systems*. "Maintenance and Reliability" 2009, No. 3, pp. 4–13.
426. Wang Zheng, Kang Rui, Xie Liyang: *Dynamic Reliability Modeling of Systems With Common Cause Failure Under Random Load*. "Maintenance and Reliability" 2009, No. 3, pp. 47–54.
427. Ważyńska-Fiok K., Jaźwiński J.: *Niezawodność systemów technicznych*. PWN, Warszawa 1990.
428. Wądołowski M.: *Nowoczesne narzędzia lokalizacji zwarć w sieciach średnich napięć – wskaźniki przepływu prądu zwarciowego*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2004, nr 9, s. 54–57.
429. Wiatr J., Lenartowicz R., Orzechowski M.: *Podstawy projektowania i budowy elektroenergetycznych linii kablowych SN*. Wydawnictwo DW Medium, Warszawa 2009.
430. Wieczorkowski R., Zieliński R.: *Komputerowe generatory liczb losowych*. WNT, Warszawa 1997.
431. Wilson H.: *Circuit breaker controls. Failure survey on circuit breaker control systems*. Electra (CIGRE), April 2007.
432. Wiła W.: *Wielostanowa klasyfikacja niezawodności izolacji w ujęciu teorii skończonych procesów Markowskich*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2006, nr 4, s. 36–40.

433. Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1999.
434. Witczak S.: *Uszkodzalność transformatorów w energetyce zawodowej*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 1991, nr 7, s. 246–249.
435. Wnukowska B., Wróblewski Z.: *Komputerowe systemy zarządzania gospodarką energetyczną w zakładach przemysłowych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 12, s. 7–11.
436. Волков Г.А.: *Оптимизация надежности электроэнергетических систем*. Наука, Москва 1986.
437. Wróblewski Z., Jaworski M.: *Symulacyjne modele trwałości warystorów tlenkowych*. „Przegląd Elektrotechniczny” 1998, nr 6, s. 145–149.
438. Wróblewski Z., Kornatka M.: *Analiza trwałości eksploatacyjnej i łączeniowej styczników elektromagnetycznych niskiego napięcia*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2003, nr 5, s. 217–219.
439. Wróblewski Z., Kornatka M.: *Wieloparametrowy symulacyjny model cyfrowy i metoda prognozowania trwałości zestyków styczników elektromagnetycznych z bieżącej produkcji*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2004, nr 3, s. 269–273.
440. Wróblewski Z., Siwak P.: *Analiza trwałości eksploatacyjnej transformatorów energetycznych o mocach od 2 do 160 MVA*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 7, s. 42–45.
441. Wróblewski Z., Siwak P.: *Analiza trwałości eksploatacyjnej transformatorów energetycznych SN/nN o mocach do 1,6 MVA*. „Elektro Info” 2007, nr 6, s. 48–52.
442. Wróblewski Z., Siwak P.: *Analiza trwałości eksploatacyjnej transformatorów o mocach od 25 kVA do 100 MVA*. „Energetyka” 2008, nr 11, s. 770–774.
443. Wróblewski Z., Siwak P.: *Trwałość eksploatacyjna elektroenergetycznych linii kablowych średnich napięć*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2007, nr 9, s. 74–76.
444. Wróblewski Z.: *Digital simulation of AC electromagnetic contactors reliability*. Arch. Electr. Eng. 1997, Vol. 46, No. 1, pp. 49–63.
445. Wróblewski Z.: *Metoda wyznaczania trwałości styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego*. „Przegląd Elektrotechniczny” 1997, nr 9, s. 235–239.
446. Wróblewski Z.: *Probabilistyczny model niezawodności cewek napędów elektromagnetycznych łączników elektromagnetycznych*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 1977, nr 4, s. 180–182.
447. Wróblewski Z.: *Wielowariantowa metoda prognozowania niezawodności styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego z bieżącej produkcji*. Prace naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1988.
448. www.elkomtech.com.pl – autoryzowana strona internetowa producenta oprogramowania WindEx i zabezpieczeń elektroenergetycznych.
449. www.zoen.pl – materiały informacyjne Zakładu Obsługi Energetyki: *Łączniki zdalnie sterowane*.

450. Wydział Eksploatacji Zakładów Energetycznych Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.: *Ocena stanu technicznego sieci elektroenergetycznej ZEORK S.A.*, Skarżysko-Kamienna 2002-2011.
451. Xing L., Duga J.B., Morrisette B.A.: *Efficient Reliability Analysis Of Systems With Functional Dependence Loops*. "Maintenance And Reliability" 2009, No. 3, pp. 65–69.
452. Yongji G., Yongjian X., Kai X., Huiyi Y.: *Composite system reliability evaluation based on Monte Carlo simulation combined with outages screening*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1999, pp. 785–790.
453. Yu D., Nguyen T., Haddawy P.: *Bayesian network model for reliability assessment of power systems*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1999, pp. 426–432.
454. Yu Ru; Hadjicostis, C.N., *Fault diagnosis in discrete event systems modeled by Petri nets with outputs*. 9th International Workshop on Discrete Event Systems, 2008, pp. 443–448.
455. Zadrzyński E., Cichy M., Jeliński S., Momot A., Kożuchowski J., Kurzyn M., Wiśniewski W.: *Informatyka, sterowanie i zarządzanie w elektroenergetyce*. PWN, Warszawa 1979.
456. Zalewski S.: *Awaryjność elementów sieci 15 kV, a niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej w RE Strzelce Opolskie*. „Energetyka” 1987, nr 9, s. 369–373.
457. Zamojski W.: *Niezawodność i eksploatacja systemów*. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1981.
458. Zawodniak J.: *Awaryjność linii kablowych średniego napięcia*. „Przegląd elektrotechniczny” 2010, nr 11b, s. 78–81.
459. Zeblah A., Rami A., Massim Y.: *Optymalizacja kosztów struktury systemu energetycznego przy założonej niezawodności określona metodą poszukiwania równowagi*. „Przegląd Elektrotechniczny” 2009, nr 4, s. 169–172.
460. Zhang W., Billinton R.: *Application of adequacy equivalent method in bulk power system reliability evaluation*. IEEE Transactions on Power Systems, May 1998, pp. 661–666.
461. Zhang Xiao-Ling, Huang Hong-Zhong, Liu Yu: *A Hierarchical Decomposition Approach For Large System Reliability Allocation*. "Maintenance and Reliability" 2009, No. 3, pp. 32–37.
462. Zieliński R.: *Tablice statystyczne*. PWN, Warszawa 1972.
463. Zięba P.: *Wskaźniki przepływu prądu zwarciegowego firmy Nortroll*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2008, nr 6, s. 27–29.
464. Złącza kablowe – Katalog firmy Agtel Sp. z o.o.
465. Зорин В.В., Гисленко В.В., Клепсель Ф., Адлер Г.: *Надежность систем электроснабжения*. Высшая школа, Киев 1984.
466. Zurawski R., MengChu Zhou, *Petri nets and industrial applications: A tutorial*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 1994, Issue 6, Vol. 41, p. 567.
467. Żelazny M.: *Kierunki poprawy niezawodności układów automatyki*. Prace Naukowe PW „Mechanika” 1986, nr 98, Warszawa.

468. Żmuda K., Szymik F.: *Niektóre zagadnienia kształtowania elementów linii napowietrznej z punktu widzenia ich niezawodności*. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” 1973, z. 37.
469. Żmuda K.: *Model optymalizacyjny stopnia pewności linii napowietrznej*. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” 1973, z. 37.
470. Żurowski J.: *Szybkie wykrywanie i dokładna lokalizacja awarii rozproszonych w sieciach SN*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2010, nr 11, s. 27–30.
471. Żybura E.: *Metodologia analitycznego określania parametrów niezawodności elementów i bloków energoelektronicznych*. Prace Instytutu Elektrotechniki, 1988, z. 152.

Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych

Streszczenie

Materiał zawarty w niniejszej publikacji obejmuje zagadnienia dotyczące badania niezawodności elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Zaprezentowane zostały w niej aktualne wskaźniki, funkcje oraz cechy niezawodnościowe urządzeń oraz obiektów eksploatowanych w tych sieciach. Ważną część pracy stanowią także zagadnienia ekonomiczno-gospodarcze.

Analiza przedstawiona w pracy jest bardzo obszerna. Obejmuje bowiem zagadnienia niezawodności stacji 110 kV/SN, stacji SN/nN, a także sieci SN i nN. Wszystkie badania oparte zostały na danych pochodzących z krajowych spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej. Dane te charakteryzują się bardzo wysokim stopniem wiarygodności.

Wyniki przeprowadzonych badań niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, a zwłaszcza wyznaczone funkcje niezawodnościowe, mogą zostać wykorzystane do dalszych badań naukowych dotyczących systemu elektroenergetycznego, a także w praktyce, jako dane do projektowania nowych sieci dystrybucyjnych. Mogą znaleźć także zastosowanie w analizach gospodarczo-ekonomicznych dotyczących zarówno sieci nowoprojektowanych, jak i już eksploatowanych. Ze względu na fakt, iż wyznaczone zostały one na podstawie danych ze spółek dystrybucyjnych obejmujących swym zasięgiem działania tereny o zróżnicowanej specyfice, zarówno pod względem geograficznym, jak i urbanistycznym, mają one charakter ogólny i mogą zostać wykorzystane do analizy pracy dowolnych sieci dystrybucyjnych na terenie Polski.

Analysis of the operational reliability of power distribution networks

S u m m a r y

The material contained in this publication covers issues concerning the problems of reliability of power distribution networks. It presents the current indicators, functions and reliability features of the equipment and objects exploited in these networks. The economic and business issues constitute an important part of the thesis.

The analysis presented in the thesis is very extensive. This includes issues of reliability for the 110 kV/MV and MV/LV, MV network, as well as low voltage networks. The research was based on data obtained from the national electricity distribution companies. The data show high degree of reliability.

The results of the reliability research of electricity distribution networks and especially the determined reliability functions can be used for further research into the power system, as well as in practice, as data for the design of new distribution networks. They can also be applied in the cost analysis of newly designed networks and those already in operation. Due to the fact that they have been determined on the basis of the data acquired from the distribution companies whose operation covers areas of different characteristic, both in terms of geography and urban planning, they have general character and can be used to analyze the work of any distribution network in Poland.