

## Analiza porównawcza wskaźników oraz właściwości niezawodnościowych elektroenergetycznych linii napowietrznych i kablowych średniego napięcia

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono wyniki statystycznej analizy awaryjności napowietrznych oraz kablowych linii elektroenergetycznych średniego napięcia eksploatowanych w krajowych spółkach dystrybucyjnych. Zaprezentowano statystyki awaryjności linii elektroenergetycznych z 15 lat pracy sieci. Przedstawiono przyczyny awarii oraz sezonową zmienność częstości uszkodzeń. Dokonano analizy czasu trwania odnowy, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii. Wyznaczono niezawodnościowe wskaźniki eksploatacyjne linii, a także podjęto próbę identyfikacji modelu probabilistycznego rozkładu gęstości prawdopodobieństwa analizowanych parametrów. Porównano właściwości linii napowietrznych wykonanych przewodami gołymi, linii niepełnoizolowanych, a także linii kablowych. Przeprowadzona analiza miała na celu wskazanie rozwiązania technicznego linii, które jest najkorzystniejsze z punktu widzenia ciągłości zasilania odbiorców energią elektryczną.

**Abstract.** The article presents the results of statistical analysis of the failure of overhead and cable medium voltage power lines operated in domestic distribution companies. The statistics of failure of power lines with 15 years of network operation are presented. The causes of failures and seasonal variability of damage frequency were presented. An analysis was made of the duration of renewal, duration of power supply interruptions and the value of electricity not delivered to customers as a result of a breakdown. Reliable line operation indicators were determined, and an attempt was made to identify the probability density distribution of the analyzed parameters. The properties of overhead lines made with bare wires, non-insulated lines as well as cable lines were compared. The analysis carried out was aimed at indicating the technical solution of the line, which is the most advantageous from the point of view of electricity supply continuity for consumers. (**Comparative analysis of indicators and reliability properties of medium voltage overhead and cable power lines**).

**Słowa kluczowe:** linie elektroenergetyczne średniego napięcia, sieci dystrybucyjne, awaryjność, niezawodność

**Keywords:** medium voltage power lines, distribution networks, failure, reliability

### Wstęp

Poprawna i niezawodna praca sieci średniego napięcia jest możliwa w przypadku niezawodnej pracy poszczególnych urządzeń. Linie elektroenergetyczne SN są jednym z najważniejszych elementów sieci dystrybucyjnych. Umożliwiają one przesył energii elektrycznej przy najkorzystniejszych z technicznego i gospodarczego punktu widzenia wartościach napięć. Uszkodzenia linii wpływają w zdecydowanym stopniu na awaryjność sieci, w których są eksploatowane, a więc determinują straty gospodarcze występujące u odbiorców oraz dystrybutorów energii elektrycznej [1, 2, 3, 4, 7]. W celu zapewnienia wysokiej niezawodności linii należy monitorować ich pracę oraz zbierać dane na temat ich eksploatacji. Powyższe dane powinny być wykorzystane do analizy możliwych stanów eksploatacyjnych, a także wyboru najkorzystniejszej konstrukcji linii nowoprojektowanych. W ostatnich kilku latach coraz więcej Spółek Dystrybucyjnych podejmuje się realizacji inwestycji polegającej na zastąpieniu linii napowietrznych SN liniami kablowymi. Jej koszty są szacowane w miliardach złotych, a okres realizacji obejmuje wiele dziesięcioleci. Stąd, jeżeli inwestycja okaże się chybiona, może przynieść fatalne skutki gospodarcze dla tych spółek. Powstaje więc pytanie, czy linie kablowe są optymalnym pod względem niezawodnościowym rozwiązaniem technicznym linii dystrybucyjnych SN? Czy tańsze od linii kablowych linie niepełnoizolowane nie są w tym zakresie korzystniejszym wariantem?

W artykule zaprezentowano szereg właściwości niezawodnościowych trzech rozwiązań konstrukcyjnych linii średniego napięcia eksploatowanych w Polsce. Należą do nich linie napowietrzne z przewodami gołymi, aktualnie dominujące w sieciach terenowych oraz linie kablowe z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego eksploatowane przede wszystkim w miastach. Najnowszym rozwiązaniem są linie napowietrzne z przewodami niepełnoizolowanymi, które w sposób ewolucyjny zastępują linie napowietrzne z przewodami gołymi. Przeprowadzona analiza porównawcza miała na celu wskazanie rozwiązania

linii, które posiada najkorzystniejsze wskaźniki oraz właściwości niezawodnościowe, a więc zapewnia największą ciągłość zasilania odbiorców.

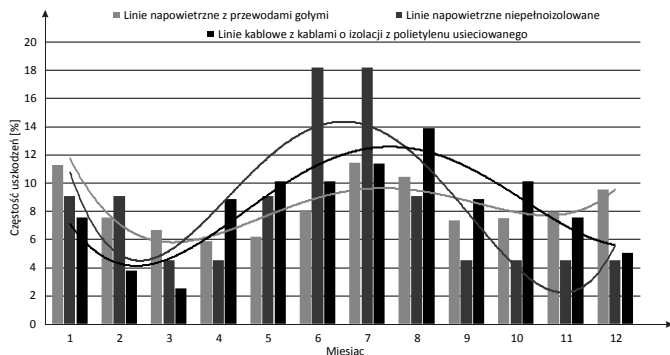
### Analiza sezonowości oraz przyczyn awarii

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 1.

W ciągu piętnastu lat obserwacji wystąpiło łącznie 3322 awarie linii dystrybucyjnych SN, w tym 1950 awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi, 22 awarie linii napowietrznych niepełnoizolowanych oraz 1350 awarii linii kablowych. W tabeli 2 przedstawiona została sezonowa zmienność częstości uszkodzeń linii elektroenergetycznych SN. Dane powyższe zostały także przedstawione w postaci graficznej na rysunku 1.

Najwięcej awarii linii napowietrznych SN z przewodami gołymi 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. 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 wystąpiło 4 awarie, co stanowi 18,18% wszystkich uszkodzeń. Najwięcej awarii linii kablowych z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego zaobserwowano w miesiącach wiosenno-letnich (maj - sierpień) oraz w miesiącach jesiennych (wrzesień, październik). W okresie letnim wystąpiło 615 awarii, co stanowi 45,56% wszystkich uszkodzeń. W

miesiącach jesiennych wystąpiło 256 awarii, co stanowi 18,96% wszystkich uszkodzeń. Na podstawie powyższej analizy można stwierdzić, iż prace kontrolno-pomiarowe oraz konserwacyjne dla wszystkich rodzajów linii należy przeprowadzać w miesiącach luty, marzec oraz kwiecień, w celu wykrycia wszelkich nieprawidłowości i uniknięcia niektórych awarii oraz w listopadzie, w celu usunięcia przed zimą ewentualnych uszkodzeń powstałych w sezonie letnim.

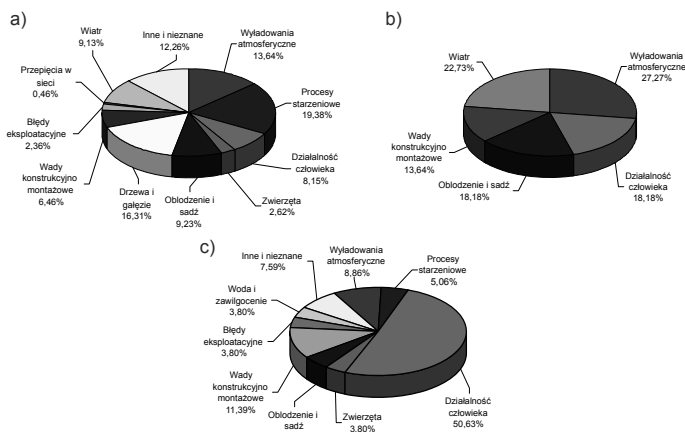


Rys. 1. Sezonowa zmienność częstości awarii linii elektroenergetycznych średniego napięcia

Funkcją aproksymacyjną może być dowolna funkcja matematyczna. Ze względu na przejrzystość oraz prostotę zapisu jako funkcję aproksymacyjną przyjęto wielomian. Ponieważ współczynniki funkcji aproksymacyjnych (Rys. 1) uzyskane dla rzędu wyższego niż czwarty są bliskie zeru, podjęta została decyzja o aproksymowaniu funkcji sezonowej zmienności częstości awarii linii wielomianem, co najwyżej czwartego rzędu. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii linii elektroenergetycznych SN zawiera tabela 3.

W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Bardzo ważnym aspektem analiz niezawodnościowych jest ustalenie przyczyn awarii. Ze względu na złożoność oraz znaczną liczbę czynników powodujących awarie układów i urządzeń elektroenergetycznych nie zawsze istnieje możliwość jednoznacznego ustalenia przyczyny awarii. W niektórych przypadkach przyczyna nie jest znana, jednak w wyniku oględzin uszkodzonego obiektu można ją ustalić. Na rysunku 2 przedstawiony został udział poszczególnych przyczyn w całkowitej liczbie awarii.



Rys. 2. Procentowy udział przyczyn awarii linii dystrybucyjnych średniego napięcia: a) napowietrznych z przewodami gołymi, b) napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi, c) kablowych z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego

Tabela 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

Tabela 2. Sezonowa zmienność częstości awarii linii elektroenergetycznych średniego napięcia [%]

Rodzaj linii	Miesiąc											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Linie napowietrzne z przewodami gołymi	11,28	7,54	6,67	5,90	6,21	8,10	11,44	10,46	7,38	7,49	8,00	9,54
Linie napowietrzne niepełnoizolowane	9,09	9,09	4,55	4,55	9,09	18,18	18,18	9,09	4,55	4,55	4,55	4,55
Linie kablowe z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego	7,59	3,80	2,53	8,86	10,13	10,13	11,39	13,92	8,86	10,13	7,59	5,06

Tabela 3. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii linii elektroenergetycznych SN oraz współczynniki korelacji tych funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Linie napowietrzne z przewodami gołymi	0,0136	-0,3830	3,6383	-13,1015	21,5374	0,85
Linie napowietrzne niepełnoizolowane	0,0328	-0,8694	7,4550	-22,6463	26,7776	0,73
Linie kablowe z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego	0,0129	--0,3776	3,5312	-10,9848	14,8939	0,81

### Czas trwania awarii (odnowy)

Czas trwania awarii jest definiowany jako czas, który upływa od chwili powstania awarii do momentu zakończenia naprawy z jednoczesną możliwością przywrócenia zasilania i dostarczenia odbiorcom potrzebnej mocy [6, 7, 8, 9, 10].

Czas ten, zwany jest również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu uszkodzenia do ponownego stanu zdadności ruchowej [7, 10, 12].

Wartość tego czasu zależy przede wszystkim od zakresu awarii oraz możliwości organizacyjnych i technicznych brygad eksploatacyjnych.

Urządzenia elektryczne można podzielić na odnawialne oraz nieodnawialne. Linie elektroenergetyczne, jako złożone struktury niezawodnościowe, należą do grupy urządzeń odnawialnych. W przypadku kolejnych uszkodzeń są naprawiane, aż do chwili kiedy ze względu na stopień wyeksploatowania ich naprawa nie jest już możliwa, lub jest nieuzasadniona ze względów ekonomicznych. Dopiero wówczas podejmuje się decyzję o modernizacji całej linii.

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii dystrybucyjnych linii elektroenergetycznych SN. Otrzymane średnie wartości czasów trwania awarii wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\bar{t}_{ag} = 9,60$  h, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $\bar{t}_{ai} = 10,40$  h oraz dla linii kablowych  $\bar{t}_{ak} = 14,49$  h.

Odchylenie standardowe oraz przedział ufności dla średniej wynoszą odpowiednio: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $s_{ag} = 11,23$  h oraz przedział ufności dla średniej  $9,10$  h  $< t_{ag} < 10,10$  h, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $s_{ai} = 4,79$  h oraz przedział ufności dla średniej  $8,27$  h  $< t_{ai} < 12,52$  h, natomiast dla linii kablowych  $s_{ak} = 13,92$  h oraz przedział ufności dla średniej  $11,37$  h  $< t_{ak} < 17,60$  h.

Dla analizowanej próby linii wyznaczone zostały także: średnia intensywność uszkodzeń oraz odnowy, a także współczynnik zawodności. Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:  $\bar{\lambda}_g = 11,44 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,

$\bar{\mu}_g = 912,66 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz  $q_g = 12,38 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi:

$\bar{\lambda}_i = 2,65 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,  $\bar{\mu}_i = 844,00 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_i = 3,13 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , a także dla linii kablowych:

$\bar{\lambda}_k = 6,46 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,  $\bar{\mu}_k = 604,13 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_k = 10,58 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ .

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu odnowy wszystkich typów linii SN. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:  $m_g = 1,7674$ ,  $\sigma_g = 1,0033$ , dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi:  $m_i = 2,2442$ ,  $\sigma_i = 0,4546$  oraz dla linii kablowych:  $m_k = 2,1767$ ,  $\sigma_k = 1,0878$ .

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu odnowy linii SN oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 3.

### Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców

Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej jest to czas od chwili powstania przerwy w zasilaniu do chwili wznowienia zasilania odbiorców. Czas przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej jest mniejszy (krótszy) od czasu trwania awarii. Na taki stan mają wpływ dwa czynniki. Pierwszym jest możliwość rezerwowego zasilania odbiorców w przypadku sieci dwustronnie zasilanych, natomiast drugim akceptowana przez energetykę praca układu elektroenergetycznego z uszkodzonymi urządzeniami (o ile stan taki jest możliwy i dopuszczalny).

W analizowanym okresie czasu wystąpiło łącznie 1873 przerwy w zasilaniu odbiorców na skutek awarii ciągów liniowych, z czego 1780 w wyniku awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi, 20 w wyniku awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi oraz 73 w wyniku awarii linii kablowych. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców. Wartość średnią z próby  $\bar{t}_p$

oszacowano metodą największej wiarygodności. Otrzymane średnie wartości czasów przerwy w zasilaniu odbiorców wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\bar{t}_{pg} = 5,05$  h, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $\bar{t}_{pi} = 3,64$  h oraz dla linii kablowych  $\bar{t}_{pk} = 1,76$  h. Wyznaczone zostały także odchylenia standardowe oraz przedziały ufności dla średniej: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $s_{pg} = 5,31$  h oraz przedział ufności dla średniej  $4,81$  h  $< t_{pg} < 5,30$  h, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $s_{pi} = 2,40$  h oraz przedział ufności dla średniej  $2,52$  h  $< t_{pi} < 4,76$  h, natomiast dla linii kablowych  $s_{pk} = 1,72$  h oraz przedział ufności dla średniej  $1,36$  h  $< t_{pk} < 2,16$  h.

Dla analizowanej próby linii SN wyznaczone zostały także: średnia intensywność przerw oraz przywracania zasilania, a także współczynnik zawodności dotyczący przerw w zasilaniu. Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:

$\bar{\lambda}_{pg} = 10,50 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,  $\bar{\mu}_{pg} = 1736,59 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz  $q_{pg} = 6,01 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , dla

linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi:

$\bar{\lambda}_{pi} = 2,41 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,  $\bar{\mu}_{pi} = 2407,59 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_{pi} = 1,00 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , a także dla linii kablowych:

$\bar{\lambda}_{pk} = 5,97 \frac{1}{a \cdot 100km}$ ,  $\bar{\mu}_{pk} = 4969,03 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_{pk} = 1,20 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ .

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o rozkładzie Weibulla czasu trwania przerw w przypadku awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą  $b = 5,02$  oraz  $\nu = 0,87$ .

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o wykładniczym rozkładzie czasu przerw w zasilaniu odbiorców w sytuacji, gdy uszkodzeniu ulegnie linia napowietrzna z przewodami niepełnoizolowanymi. Wyznaczona wartość parametru rozkładu wynosi  $\lambda = 0,27$ .

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu przerwy w zasilaniu odbiorców dla przypadku awarii linii

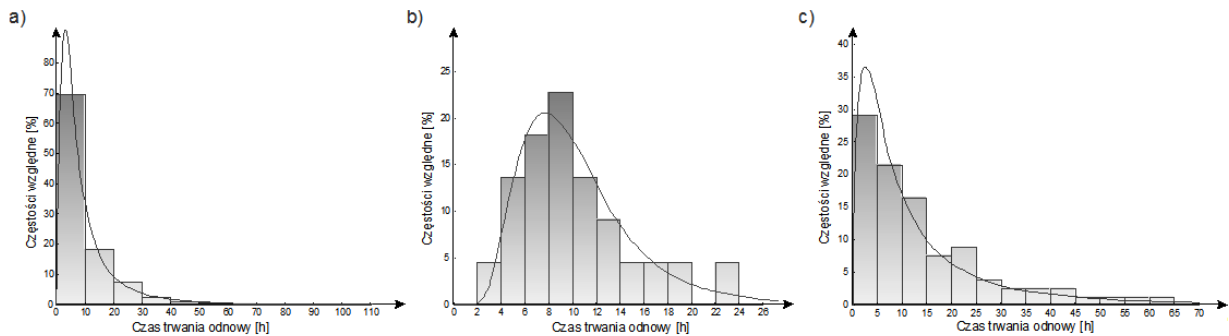
kablowych. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą:  $m_p = 0,1613$ ,  $\sigma_p = 0,9177$ . Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu przerwy w zasilaniu odbiorców oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 4.

### Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców na skutek awarii

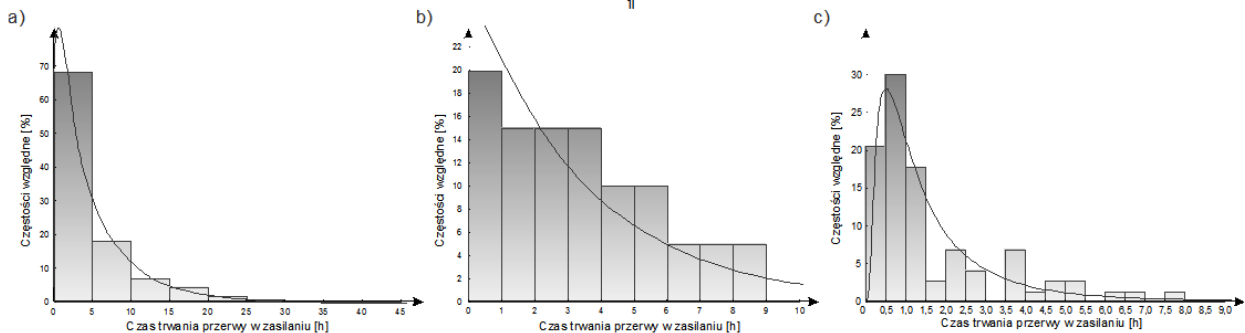
Bardzo ważnym wskaźnikiem gospodarczym, określającym straty ponoszone przez dystrybutorów oraz odbiorców energii elektrycznej, wskutek zaistniałej awarii,

jest ilość niedostarczonej energii elektrycznej  $\Delta A$ . Wartość tego parametru jest zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy ze stacji lub linii, w której wystąpiła awaria.

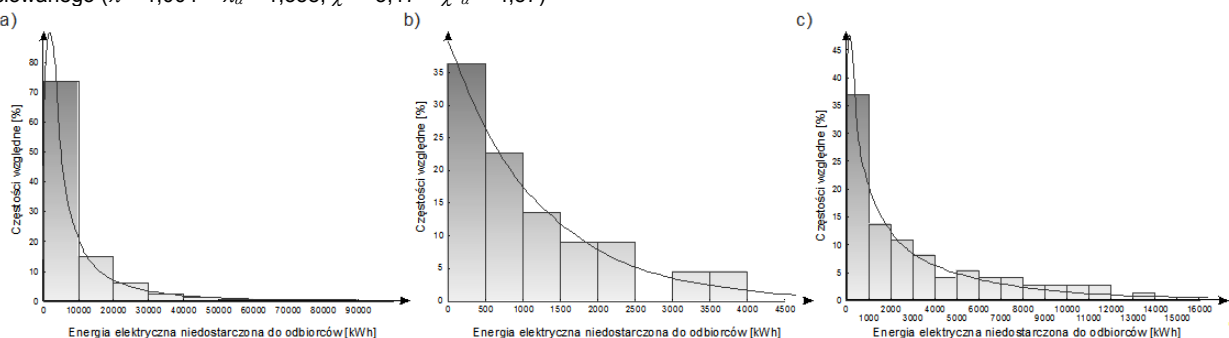
Istnieje możliwość znacznego ograniczenia wartości niedostarczonej energii poprzez stosowanie w sieci dystrybucyjnej rezerw jawnych lub ukrytych.



Rys. 3. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania odnowy: a) linii napowietrznych z przewodami gołymi ( $\lambda = 0,786 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 1,28 < \chi^2_\alpha = 1,64$ ), b) linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi ( $\lambda = 1,212 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 2,05 < \chi^2_\alpha = 3,94$ ), c) linii kablowych z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego ( $\lambda = 0,835 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 2,39 < \chi^2_\alpha = 4,57$ )



Rys. 4. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w przypadku uszkodzeń: a) linii napowietrznych z przewodami gołymi ( $\lambda = 0,799 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 0,77 < \chi^2_\alpha = 1,15$ ), b) linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi ( $\lambda = 1,300 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 1,46 < \chi^2_\alpha = 2,73$ ), c) linii kablowych z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego ( $\lambda = 1,004 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 3,17 < \chi^2_\alpha = 4,57$ )



Rys. 5. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa niedostarczonej energii na skutek awarii: a) linii napowietrznych z przewodami gołymi ( $\lambda = 0,907 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 1,88 < \chi^2_\alpha = 3,94$ ), b) linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi ( $\lambda = 0,878 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 0,196 < \chi^2_\alpha = 0,352$ ), c) linii kablowych z kablami o izolacji z polietylenu usieciowanego ( $\lambda = 0,631 < \lambda_\alpha = 1,358$ ;  $\chi^2 = 2,33 < \chi^2_\alpha = 2,73$ )

Na podstawie dobowych wykresów obciążenia oraz czasów trwania przerwy w zasilaniu odbiorców wyznaczona została szacunkowa ilość niedostarczonej energii dla przypadku awarii linii elektroenergetycznych średniego napięcia. Otrzymane średnie ilości niedostarczonej energii wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\overline{\Delta A}_g = 8567,60$  kWh, dla linii napowietrznych z przewodami

niepełnoizolowanymi  $\overline{\Delta A}_i = 1249,55$  kWh oraz dla linii kablowych  $\overline{\Delta A}_k = 3414,09$  kWh. Wyznaczone zostały także odchylenia standardowe oraz przedziały ufności dla średniej: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:  $s_{A_g} = 11495,63$  kWh oraz  $8032,90$  kWh  $< \Delta A_g < 9102,30$  kWh, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi:  $s_{A_i} = 1025,86$  kWh oraz  $794,71$  kWh  $< \Delta A_i < 1704,39$  kWh,

natomiast dla linii kablowych:  $s_{Ak} = 3401,20$  kWh oraz  $2620,53$  kWh <  $\Delta A_k < 4207,65$  kWh.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarymiczno-normalnym rozkładzie niedostarczonej energii dla przypadku awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi, rozkładzie wykładniczym dla przypadku awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi oraz o rozkładzie Weibulla dla przypadku awarii linii kablowych. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:  $m_{Ag} = 8,1758$ ,  $\sigma_{Ag} = 1,5730$ , dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi:  $\lambda_{Ai} = 0,0008$  oraz dla linii kablowych:  $b_{Ak} = 3151,32$ ,  $v_{Ak} = 0,6851$ .

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa niedostarczonej energii oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 5.

## Podsumowanie

Współczesny odbiorca energii wymaga wysokiej niezawodności jej dostaw. Nieciągłość zasilania energią elektryczną powoduje u odbiorcy straty gospodarcze. U odbiorcy przemysłowego straty z powodu niewykonania produkcji lub jej nieterminowego wykonania, u odbiorcy komunalnego z powodu ograniczenia jego aktywności. Z tego powodu bardzo istotnym obecnie problemem jest znajomość optymalnych warunków eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, a także procesów mających na celu przedłużenie okresu ich poprawnej pracy. W tym celu należy dokonać dokładnej analizy niezawodnościowej wszystkich elementów systemu dystrybucyjnego w tym również linii elektroenergetycznych. Szczególne znaczenie ma tutaj analiza prowadzona w długim przedziale czasowym.

W artykule przedstawiono wyniki analizy awaryjności linii elektroenergetycznych średniego napięcia eksploatowanych na terenie dużej spółki dystrybucyjnej w kraju. Na podstawie analizy sezonowości awarii można wyciągnąć wnioski, iż przeglądy, remonty oraz pomiary linii SN powinny być wykonywane w miesiącach lutym i marcu oraz w listopadzie. Są to bowiem miesiące o najmniejszej intensywności awarii linii. Najpoważniejszymi przyczynami awarii linii z przewodami gołymi są procesy starzeniowe (19,38%), drzewa i gałęzie (16,31%) oraz wyładowania atmosferyczne (13,64%). Awarie linii z przewodami niepełnoizolowanymi występują przede wszystkim na skutek wyładowań atmosferycznych (27,27%), wiatru (22,73%) oraz oblodzenia i sadzi, a także na skutek działalności człowieka (po 18,18%). Linie kablowe uszkadzają się najczęściej w wyniku działań człowieka (50,63%), występowania wad konstrukcyjno - montażowych (11,39%) oraz na skutek wyładowań atmosferycznych (8,86%). Intensywności uszkodzeń oraz współczynniki zawodności wynoszą: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi:  $\bar{\lambda}_g = 11,44 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_g = 12,38 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , dla linii napowietrznych z przewodami

niepełnoizolowanymi:  $\bar{\lambda}_i = 2,65 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz

$q_i = 3,13 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ , a także dla linii kablowych:

$\bar{\lambda}_k = 6,46 \frac{1}{a \cdot 100km}$  oraz  $q_k = 10,58 \cdot 10^{-3} \frac{1}{100km}$ .

Na podstawie danych empirycznych wyznaczono średni czas trwania odnowy: dla linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\bar{t}_{ag} = 9,60$  h, dla linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $\bar{t}_{ai} = 10,40$  h oraz dla linii kablowych  $\bar{t}_{ak} = 14,49$  h, a także średni czas przerwy w zasilaniu

odbiorców w przypadku uszkodzenia: linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\bar{t}_{ps} = 5,05$  h, linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $\bar{t}_{pi} = 3,64$  h oraz linii kablowych  $\bar{t}_{pk} = 1,76$  h.

Wyznaczono także średnią ilość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii: linii napowietrznych z przewodami gołymi  $\overline{\Delta A}_g = 8567,60$  kWh, linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi  $\overline{\Delta A}_i = 1249,55$  kWh oraz linii kablowych  $\overline{\Delta A}_k = 3414,09$  kWh.

Zaprezentowane właściwości oraz wskaźniki niezawodnościowe linii SN wskazują jednoznacznie, iż najkorzystniejszym rozwiązaniem technicznym są linie napowietrzne z przewodami niepełnoizolowanymi. Ich intensywność uszkodzeń jest ponad dwukrotnie mniejsza, a współczynnik zawodności ponad trzykrotnie mniejszy niż dla linii kablowych. Na korzyść linii niepełnoizolowanych przemawia także analiza kosztowa, która nie stanowi przedmiotu niniejszego opracowania. Wydaje się więc, iż decyzja o powszechnym kablowaniu sieci dystrybucyjnych SN nie jest do końca przemyślana. Zamiana linii napowietrznych na kablowe ma uzasadnienie w przypadku, gdy ze względu na zły stan techniczny podjęta została decyzja o jej modernizacji. Bezcelowe wydaje się natomiast planowe zastępowanie kolejnych linii napowietrznych liniami kablowymi, jedynie w celu uzyskania założonego wskaźnika skablowania sieci.

**Autor:** dr hab. inż. Andrzej Ł. Chojnacki, Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Zakład Podstaw Energetyki, Aleja Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, 25-314 Kielce, e-mail: [a.chojnacki@tu.kielce.pl](mailto:a.chojnacki@tu.kielce.pl)

## LITERATURA

- [1] Banasik K., Chojnacki A. Ł., *Effects of unreliability of electricity distribution systems for municipal customers in urban and rural areas*, Przegląd elektrotechniczny Nr 05/2019, s. 179-183
- [2] Chojnacki A. Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013
- [3] Chojnacki A. Ł., *Analiza skutków gospodarczych niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych*. Wiadomości elektrotechniczne Nr 09/2009, s. 3-9
- [4] Chojnacki A. Ł., Chojnacka K. J.: *Niezawodność elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2018
- [5] Greń J., *Modele i zadania statystyki matematycznej*. PWN, Warszawa, 1982
- [6] Horak J., Popczyk J., *Eksploatacja elektroenergetycznych linii rozdzielczych*. Warszawa, WNT 1985
- [7] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Łódź, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej 1992
- [8] Kujaszczyk S. i in., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Warszawa, PWN 1994
- [9] Popczyk J., *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*. Warszawa, WNT 1991
- [10] Sozański J., *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. Warszawa, WNT 1990
- [11] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1982
- [12] Wróblewski Z., Siwak P.: *Analiza trwałości eksploatacyjnej transformatorów o mocach od 25 kVA do 100 MVA*. Energetyka Nr 11/ 2008, s. 770-774