

## Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych nN

**Streszczenie.** W artykule przedstawiona została analiza uzasadnionego ekonomicznie okresu eksploatacji linii kablowych niskiego napięcia, eksploatowanych w warunkach Polskich. Przedstawione zostały składniki kosztów użytkowania linii nN. Zaprezentowano zmienność średnich kosztów rocznych linii w funkcji czasu ich użytkowania w zależności od przyjętej stopy akumulacji, średnich kosztów usuwania awarii oraz średniej wartości energii niedostarczonej do odbiorców podczas jednej awarii. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń wyznaczono uzasadniony ekonomicznie (opłacalny) czas eksploatacji linii kablowych nN. Analiza przeprowadzona została z uwzględnieniem rachunku dyskonta.

**Abstract.** The article presents an analysis of reasonable time of operation of low-voltage cable lines operated in Polish conditions. Has been presented the ingredient of operational costs for the LV lines. In paper presented variability of average annual cost of operation of the lines as a function of time of use, depending on the assumed rate of accumulation, the average cost of failure removal, and the average value of energy not supplied to customers during a damage. On the basis of the calculations set economically reasonable time of operation of LV cable lines. The analysis was carried out taking into account discount calculus. (**Economically Reasonable Time of Operation of LV Cable Lines**).

**Słowa kluczowe:** kable niskiego napięcia, sieci dystrybucyjne, niezawodność, rachunek dyskonta, uzasadniony czas eksploatacji

**Keywords:** low-voltage cables, distribution networks, reliability, discount calculus, reasonable time of operation

### Wstęp

Każde urządzenie oraz obiekt elektroenergetyczny posiada trzy charakterystyczne okresy eksploatacji: normatywny, fizyczny oraz ekonomiczny. Normatywny okres eksploatacji przyjmowany jest odgórnie do obliczania amortyzacji obiektu [9, 11, 12]. W przypadku amortyzacji liniowej jest on równy odwrotności rocznej stawki amortyzacyjnej. Aktualnie zalecane przez Urząd Regulacji Energetyki normatywne okresy eksploatacji wynoszą, dla linii 22 lata, natomiast dla stacji transformatorowo-rozdzielczych 10 lat [7]. Fizyczny okres eksploatacji jest to z kolei czas, po którym urządzenie lub obiekt traci zdolność poprawnego (właściwego) wykonywania postawionych mu zadań, mimo przeprowadzonych remontów kapitalnych oraz modernizacji. Jest to więc okres po którym następuje kres fizycznych możliwości pracy obiektu. W praktyce spotkać można wiele urządzeń oraz obiektów elektroenergetycznych, które mimo, iż w całości zostały już zamortyzowane (pracują dłużej niż wynosi normatywny okres eksploatacji), są nadal w bardzo dobrym lub dobrym stanie technicznym i spełniają swoje funkcje w sieciach elektroenergetycznych. Niestety zazwyczaj wraz z upływem czasu stan techniczny tych obiektów pogarsza się i wymagają one coraz większych nakładów na remonty oraz usuwanie awarii. Tego typu koszty mają charakter odzwierciedlenia gospodarczego skutków zawodności. Obiekt taki może być eksploatowany przez bardzo długi okres, przy założeniu, iż akceptujemy wzrastające koszty zawodności. Pojawia się jednak pytanie, czy pod względem ekonomicznym jest to podejście uzasadnione. Dlatego też wprowadzone zostało pojęcie ekonomicznego okresu eksploatacji. Jest to bowiem czas, po którym urządzenie lub obiekt osiąga minimum jednostkowych kosztów eksploatacyjnych. Jako koszty eksploatacyjne przyjmuje się zazwyczaj równoważne koszty roczne. Stąd przyjęta w przedstawionej analizie metoda kosztów rocznych. Wzrost średnich rocznych kosztów eksploatacji obiektu lub urządzenia po przekroczeniu przez nie ekonomicznego okresu eksploatacji jest bodźcem do jego wymiany na nowe.

### Metoda wyznaczania optymalnego czasu eksploatacji obiektów elektroenergetycznych z uwzględnieniem ich zawodności

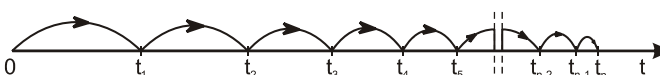
Elektroenergetyczne linie kablowe niskiego napięcia są obiektami naprawialnymi. W przypadku awarii wymieniany lub naprawiany jest ich uszkodzony element, nie zaś cała

linia. W związku z powyższym dalsze rozważania zostaną ograniczone do obiektów odnawialnych.

Praca obiektu odnawialnego charakteryzuje się następującymi cechami [1, 4, 10]:

- obiekt pracuje z reguły w sposób ciągły, a przy pracy z przerwami, jako zmienną  $t$  przyjmuje się łączny czas działania;
- w przypadku uszkodzenia obiektu w chwilach  $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ , obiekt podlega odnowie (naprawie) częściowej, polegającej zwykle na wymianie uszkodzonego elementu;
- czas odnowy jest pomijalnie krótki w stosunku do czasu poprawnej pracy obiektu;
- obiekt praktycznie nie zmienia rozkładu trwałości po naprawie;
- znany jest średni koszt awarii, składający się z kosztów usuwania awarii oraz kosztów wynikających ze skutków gospodarczych awarii (koszty utraconego zysku, koszty strat u odbiorców, itp.).

Schemat pracy obiektu naprawialnego przedstawia rysunek 1.



Rys. 1. Schemat pracy obiektu naprawialnego (Rys. własny wg. [10])

W miarę upływu czasu każdy obiekt techniczny starzeje się i coraz częściej uszkodza. W takim przypadku koszty napraw przypadające na jednostkę czasu rosną. Powstaje więc pytanie, w którym momencie eksploatacji wycofać stare obiekty i zastąpić je nowymi o mniejszych kosztach użytkowania. Należy wziąć pod uwagę, iż zbyt wczesne wycofanie obiektu z eksploatacji powoduje występowanie znacznie większych kosztów reprodukcji rozszerzonej (koszty amortyzacji i akumulacji). Skoro więc przy krótkich czasach eksploatacji obiektu duże wartości posiadają koszty reprodukcji rozszerzonej (koszty kapitałowe), natomiast przy długich znacznie wzrastają koszty zawodności, można intuicyjnie założyć, że istnieje taki czas  $T_{opt}$ , dla którego koszty łączne użytkowania obiektu posiadają minimum [1, 4, 10].

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 [4, 10]:

$$(1) \quad K_r = K_{rr} + K_e + K_z$$

gdzie:  $K_{rr}$  – roczne koszty reprodukcji rozszerzonej (koszty kapitałowe);  $K_e$  – roczne koszty eksploatacyjne;  $K_z$  – roczne koszty zawodności, mające charakter odtworzenia gospodarczego skutków zawodności.

Koszty reprodukcji rozszerzonej (kapitałowe) składają się z kosztów amortyzacji  $K_{am}$  oraz kosztów akumulacji  $K_{ak}$ :

$$(2) \quad K_{rr} = K_{am} + K_{ak} = K_{no} \cdot r$$

gdzie:  $K_{no}$  – nakłady inwestycyjne sprowadzone do roku zerowego, wyznaczone z zależności [1, 10]:

$$(3) \quad K_{no} = \sum_{i=-n}^{i=T} K_{ni} \cdot (1+p)^{-i}$$

$K_{ni}$  – nakłady inwestycyjne w  $-n, \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots, T$  roku budowy i eksploatacji obiektu;  $r$  – współczynnik reprodukcji rozszerzonej (współczynnik kapitałowy), wynikający z przyjęcia amortyzacji progresywnej:

$$(4) \quad r = p + a_r = p + \frac{p}{(1+p)^T - 1} = \frac{p \cdot (1+p)^T}{(1+p)^T - 1}$$

$p$  – stopa akumulacji;  $T$  – czas amortyzacji w latach;  $a_r$  – czynnik (stopa) amortyzacji progresywnej:

$$(5) \quad a_r = \frac{p}{(1+p)^T - 1}$$

Jeżeli w poszczególnych latach występują niejednakowe koszty, np. eksploatacji, zawodności, itp., wówczas można je uśrednić [1, 5, 10]:

$$(6) \quad K_{sr} = a_r \cdot \sum_{i=1}^{i=T} K_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

gdzie:  $K_i$  – koszty w  $i$ -tym roku.

Funkcją celu jest zależność (1). 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 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:

$$(7) \quad K_r = K_{rr} + K_z$$

Jeżeli przyjmie się założenie, iż znane są następujące dane [1, 4, 10]:

- $K_{no}$  – nakłady inwestycyjne obiektu [PLN/szt. lub PLN/km];
- $K_z$  – średnie, jednostkowe koszty zawodnościowe;
- funkcja intensywności awarii obiektu w postaci dyskretnej 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:

$$(8) \quad K_r(T) = K_{no} \cdot r(T) + a_r(T) \cdot K_z \cdot \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

gdzie:  $K_z$  – średnie koszty zawodności przypadające na jedną awarię;  $\lambda_i$  – intensywność awarii w  $i$ -tym roku eksploatacji obiektu.

Uwzględniając zależności (4) oraz (5), wzór (8) można zapisać następująco:

$$(9) \quad K_r(T) = K_{no} \cdot \frac{p \cdot (1+p)^T}{(1+p)^T - 1} + \frac{p}{(1+p)^T - 1} \cdot K_z \cdot \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

Ważnym zagadnieniem jest dokładne ustalenie wartości kosztów zawodności  $K_z$ . Koszty te składają się z czterech podstawowych składników. Zazwyczaj największym są koszty usuwania awarii  $K_{ua}$ , które z kolei obejmują koszty zakupu nowych urządzeń i podzespołów, koszty pracy monterów, koszty pracy sprzętu specjalistycznego (wozy kablowe, dźwigi, windy, koparki, świdry, itp.) oraz koszty przejazdu do miejsca awarii [2]. 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 jaką płać odbiorcy i niedostarczonej energii. Za czas przerwy w dostawie energii elektrycznej odbiorcy przysługują prawo do upustów i bonifikat  $K_{up}$  w wysokości pięciokrotnego kosztu energii, którą odbiorca mógłby pobrać, gdyby awaria nie miała miejsca [8]. 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) [3, 6]. Łączne jednostkowe straty zawodnościowe można zapisać w postaci:

$$(10) \quad K_z = K_{ua} + K_{uz} + K_{up} + K_{odb} = K_{ua} + (k_{sprz} - k_{zak}) \cdot \Delta A + 5 \cdot k_{sprz} \cdot \Delta A + k_{Ab} \cdot \Delta A$$

gdzie:  $K_{ua}$  – 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/kWh;  $k_{zak}$  – jednostkowy koszt zakupu energii przez spółkę dystrybucyjną w PLN/kWh;  $k_{Ab}$  – jednostkowy koszt strat u odbiorców w PLN/kWh;  $\Delta A$  – energia elektryczna niedostarczona do odbiorców w wyniku awarii w kWh.

Zależność (9) stanowi funkcję celu. Należy ją więc minimalizować poprzez znalezienie takiego czasu  $T_{opt}$ , dla którego zależność osiąga wartość najniższą. Oznacza to wówczas, że pod względem gospodarczym najbardziej opłacalna jest wymiana obiektu na nowy w końcu roku  $T_{opt}$ . Minimalizacja zależności (9) musi się odbywać na drodze kolejnych podstawień, gdyż jest to zależność nieróżniczkowalna [1, 4, 10].

#### **Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji linii kablowych nN**

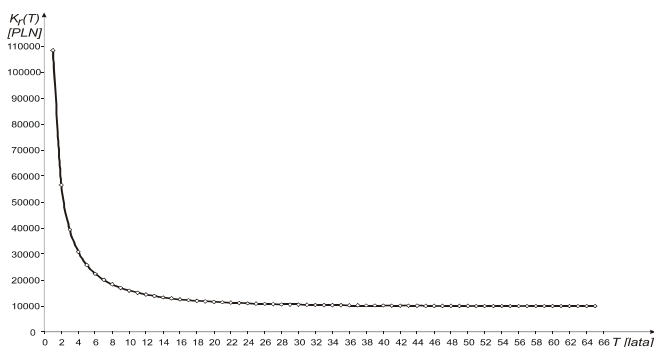
Na podstawie przedstawionych zależności przeprowadzona została analiza dotycząca ekonomicznie

uzasadnionego czasu eksploatacji linii kablowych nN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych dotyczących awaryjności linii, a także bieżących wskaźników gospodarczo-finansowych. Badania dotyczą linii kablowych niskiego napięcia o izolacji z polwinitu. Wskaźniki niezawodnościowe zaczerpnięte zostały z publikacji [1], 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 mm<sup>2</sup>:  $K_{no} = 100000,00$  PLN/km (koszt uśredniony projektu, uzgodnień oraz wykonawstwa nowej linii);
- średni koszt usuwania awarii:  $K_{ua} = 1932,77$  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 z linii kablowych nN, wg. [3]:  $k_{Ab} = 13,70$  PLN/kWh;
- średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii linii kablowej nN:  $\Delta A = 755,07$  kWh.

W tabeli 1 przedstawione zostały wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej (współczynnika kapitałowego) wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych linii kablowych nN w funkcji lat eksploatacji przy przyjętej stopie akumulacji  $p = 0,08$ .

Na rysunku 2 przedstawiona została zależność średnich kosztów rocznych użytkowania linii kablowych nN w funkcji lat jej eksploatacji, dla  $p = 0,08$ .



Rys. 2. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 1 oraz wykres na rysunku 2 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.

Powyższa analiza została przeprowadzona dla stopy akumulacji  $p = 0,08$ . Na rysunku 3 przedstawione zostały 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.

Tabela 1. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji linii kablowej niskiego napięcia przy  $p = 0,08$  (dla linii o długości 1 km)

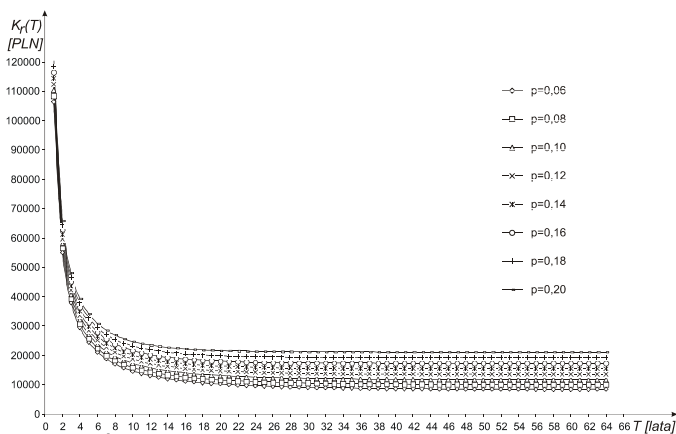
Założony okres eksploatacji w latach $T$	$\lambda(t)$	$r(T)$	$a_r(T)$	$K_r(T)$
	$\frac{1}{a \cdot km}$	---	---	PLN
1	0,0261	1,0800	1,0000	108364,85
2	0,0418	0,5608	0,4808	56547,27
3	0,0551	0,3880	0,3080	39365,88
4	0,0670	0,3019	0,2219	30837,43
5	0,0780	0,2505	0,1705	25766,60
6	0,0882	0,2163	0,1363	22422,23
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
..	..	..	..	..
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

Ważnym parametrem charakteryzującym awarie linii kablowych nN 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  $K_{ua} = 1932,77$  PLN, zostały przedstawione na rysunku 4.

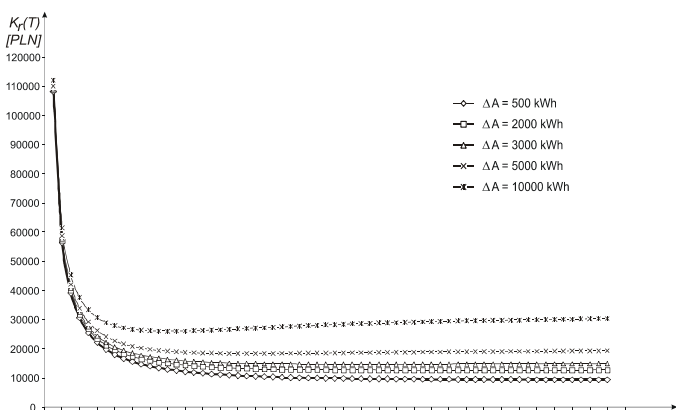
Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji linii można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię  $\Delta A$ , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji  $T$ . I tak dla  $\Delta A = 2000$  kWh 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 przedstawione zostały 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.

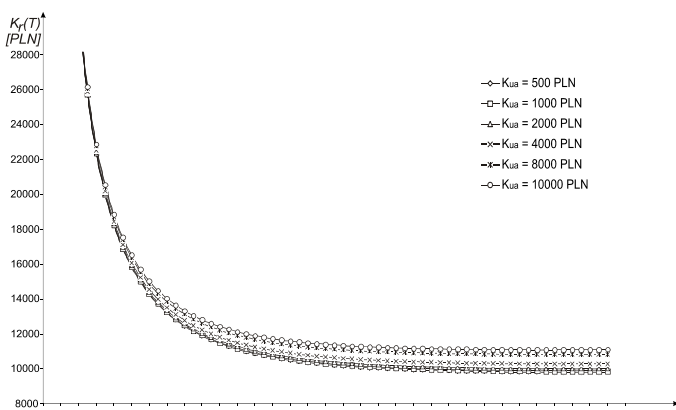
Dla analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji zmieniał się nieznacznie. Wyniósł on 63 lata dla  $K_{ua} = 1000$  PLN oraz 56 lat dla  $K_{ua} = 10000$  PLN. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w niewielkim stopniu wpływają na zmianę ekonomicznie uzasadnionego (optymalnego) okresu eksploatacji.



Rys. 3. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji  $p$



Rys. 4. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej  $\Delta A$  na jedną awarię



Rys. 5. Średni roczny koszt użytkowania 1 km linii kablowej nN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii  $K_{ua}$

### Podsumowanie

Linie kablowe są podstawowym elementem sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia w obszarach miejskich. Ich awaryjność wpływa bezpośrednio na ciągłość dostaw energii do odbiorców. Ważne jest więc stałe nadzorowanie ich pracy.

W artykule Autorzy dokonali szczegółowej analizy opłacalnego ekonomicznie czasu eksploatacji linii kablowych niskiego napięcia o izolacji polwinitowej. Są to bowiem najpowszechniej występujące linie kablowe nN. Na podstawie przeprowadzonej analizy można stwierdzić, iż:

- Opłacalny ekonomicznie okres eksploatacji linii kablowych nN wynosi około 62 lata;
- Optymalną strategią użytkowania jest więc ciągle dokonywanie napraw, aż do końca 62-go roku eksploatacji, po czym należy przeprowadzić generalny remont lub podjąć decyzję o budowie nowej linii kablowej;
- Wraz ze wzrostem stopy akumulacji  $p$ , wzrasta optymalny czas eksploatacji linii  $T$ ;
- Wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię  $\Delta A$ , zmniejsza się optymalny czas eksploatacji  $T$ ;
- Wraz ze wzrostem jednostkowych kosztów usuwania awarii  $K_{ua}$  zmniejsza się optymalny, pod względem ekonomicznym, czas eksploatacji. Wpływ kosztów usuwania awarii jest jednak bardzo niewielki.

Otrzymany uzasadniony okres eksploatacji linii kablowych nN jest bardzo długi. Należy jednak wziąć pod uwagę, iż w przypadku linii przebudowywanych zmniejsza się nieco koszt inwestycyjny. Nie ma bowiem konieczności wykupu gruntów oraz ponoszenia innych opłat związanych z wytyczeniem trasy linii. Taka sytuacja wpływa na znaczne skrócenie uzasadnionego okresu eksploatacji linii kablowych nN.

**Autorzy:** dr Katarzyna J. Chojnacka, UJK w Kielcach, Wydział Prawa, Administracji i Zarządzania, Zakład Mikroekonomii, ul. Świętokrzyska 21, 25-406 Kielce, e-mail: [katarzynachojnacka@poczta.fm](mailto:katarzynachojnacka@poczta.fm), 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] Chojnacki A. Ł.: *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej w Kielcach, 2013 ISSN 1897-2691
- [2] Chojnacki A. Ł., Świerczewski Z.: *Koszty awaryjności stacji transformatorowo – rozdzielczych SN/nN*. Przegląd elektrotechniczny Nr 04/2010, s. 314-319
- [3] Chojnacki A. Ł.: *Analiza skutków gospodarczych niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych*. Wiadomości elektrotechniczne Nr 09/2009
- [4] Chojnacki A. Ł.: *Optimum in-service time periods of MV/LV transformer-distribution substations*. Electric Power Systems Research Volume 83 (2012), Issue 1, pages 212-219
- [5] Góra S.: *Gospodarka elektroenergetyczna*. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Poznańskiej, Poznań 1973
- [6] Kowalski Z.: *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992
- [7] PTPiREE: *Ocena przewidywanych potrzeb rozwojowych i odtworzeniowych sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia na obszarach o małym zagęszczeniu odbiorców*, Materiał źródłowy PTPiREE, Poznań, 2005
- [8] 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.
- [9] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10.12.2010 r. w sprawie Klasyfikacji Środków Trwałych (KST) (Dz. U. nr 242, poz. 1622 z późniejszymi zmianami)
- [10] Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa, 1982
- [11] Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych oraz o zmianie niektórych ustaw regulujących zasady opodatkowania. (Dz.U. 1992 nr 21 poz. 86 z późniejszymi zmianami)
- [12] Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych. (Dz.U. 1991 Nr 80 poz. 350 z późniejszymi zmianami)