Andrzej Ł. Chojnacki,
Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Zakład Podstaw Energetyki

Zbigniew Świerczewski
PGE ZEORK Dystrybucja w Kielcach

Koszty zawodności stacji transformatorowo–rozdzielczych SN/nn eksploatowanych w sieciach miejskich oraz terenowych

Costs of unreliability of MV/LV transformer-distribution stations operated in municipal and rural electric networks

Jakość energii elektrycznej i ciągłość jej dostaw jest uwarunkowana przede wszystkim stanem technicznym i niezawodnością elementów i urządzeń wchodzących w skład systemu elektroenergetycznego. Znacznie łatwiej jest realizować zadania związane z utrzymaniem w należytym stanie urządzeń elektroenergetycznych na terenach miejskich, w których występuje duża gęstość odbiorców pobierających energię elektryczną dla różnych potrzeb: przemysłowych, usługowych, gospodarstw itp. Sytuacja taka powoduje wysoki stopień wykorzystania możliwości przesyłowych sieci i pozwala na osiągnięcie satysfakcjonujących przychodów gwarantujących zysk przedsiębiorstwom energetycznym. Znacznie trudniej rozwijać i eksploatować sieć w terenach wiejskich, w których odbiorcy są rozproszeni, a pobór energii elektrycznej przeznaczony jest niekiedy wyłącznie dla odbiorników użytkowanych w gospodarstwach domowych. Stopień wykorzystania tych sieci jest zazwyczaj bardzo niski [7].

Systematycznie wzrastająca jednostkowa moc znamionowa stacji i linii SN zwiększa niebezpieczeństwo wyłączenia większych wartości mocy 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.

Koszty wynikające z zawodności układów elektroenergetycznych można podzielić na [4,8]:

- koszty ponoszone przez dystrybutora energii:
  - utratę zysku wynikającą z niedostarczenia odbiorcom energii elektrycznej,
  - koszty upustów i bonifikat dla odbiorców,
  - koszty lokalizacji oraz usunięcia awarii.
- koszty ponoszone przez odbiorców przemysłowych energii elektrycznej:
  - 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 wynagrodzenia za czas przestoju.
- koszty ponoszone przez odbiorców komunalnych energii elektrycznej:
  - 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 obliczyć przez wyznaczenie:

- wartości kosztów strat występujących w czasie przerwy w zasilaniu;
- charakterystyki kosztów strat $K_s(t_p)$;
- równoważnika gospodarczego niedostarczonej energii.

W artykule przedstawiona została analiza kosztów strat u dystrybutorów oraz odbiorców komunalnych energii w wyniku awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach średniego napięcia. Ze względu na znaczne różnice w sposobach eksploatacji stacji, analizę przeprowadzono rozłącznie dla sieci terenowych oraz sieci miejskich.

Przeprowadzona analiza oparta została na danych empirycznych pochodzących z 10 lat obserwacji na terenie dużej spółki dystrybucyjnej w kraju. Statystyka obejmuje 2028 przypadków awarii stacji eksploatowanych w sieciach miejskich oraz 1335 przypadków awarii stacji eksploatowanych w sieciach terenowych.

Wyznaczone zostały wartości średnie analizowanych kosztów, odchylenia standardowe, przedziały ufności dla średniej, wartości minimalne oraz maksymalne. Przeprowadzona została także weryfikacja nieparametryczna. Określone zostały teoretyczne rozkłady gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów oraz odbiorców w wyniku awarii. Wszystkie analizy przeprowadzone zostały na poziomie istotności $\alpha = 0{,}05$.

Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej spowodowane awariami stacji SN/nn

Koszty ponoszone przez dystrybutorów energii elektrycznej związane są przede wszystkim z usuwaniem awarii oraz utratą zysku z powodu niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Koszty te, wraz z kosztami eksploatacyjnymi, zmniejszają zysk przedsiębiorstwa.

W skład kosztów usuwania awarii wchodzą: koszt materiałów wykorzystanych do naprawy, koszt sprzętu (dźwigi, koparki, zwyżki, wiertnice, wozy kablowe), koszt dojazdu do miejsca awarii oraz koszt pracy monterów.

W wyniku awarii urządzeń elektroenergetycznych odbiorcy nie otrzymują energii elektrycznej. Skutkiem tego jest utrata zysku przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

Na podstawie danych pozyskanych z lokalnej spółki dystrybucyjnej autorzy wyznaczyli koszty strat wynikające z awarii stacji transformatorowo–rozdzielczych SN/nn. W analizie uwzględniono koszty zakupu nowych urządzeń oraz oszacowano koszty usuwania awarii według poniższych stawek.

- koszt pracy samochodu ciężarowego:
  - przejazd: 2,39 PLN/km;
- koszt pracy samochodu specjalnego (pogotowie energetyczne, samochód brygady: lekki, średni i ciężki):
  - przejazd: 1,37 PLN/km;
- koszt pracy laboratorium kablowego:
  - przejazd: 3,38 PLN/km;
  - roboczogodzina pracy laboratorium kablowego: 69,40 PLN/h;
- koszt pracy sprzętu specjalnego (dźwigi, podnośniki, dłużyce, koparki, wiertnice):
  - roboczogodzina pracy sprzętu: 71,02 PLN/h;
- koszt pracy pracownika:
  - roboczogodzina pracownika: 35,60 PLN/h.

Na podstawie danych empirycznych wyznaczone zostały parametry statystyczne charakteryzujące koszty strat u dystrybutorów energii w przypadku awarii w stacji eksploatowanej w sieciach miejskich.

- Wartość średnia kosztów:
  $\overline{K}_d$ = 4015,02 PLN
- Odchylenie standardowe:
  s = 7205,63 PLN
- Przedział ufności dla średniej:
  3701,22 PLN < $\overline{K}_d$ < 4328,81 PLN
- Wartość minimalna:
  K_{dmin} = 48,34 PLN
- Wartość maksymalna:
  K_{dmax} = 53541,48 PLN.

Podjęto próbę dopasowania teoretycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa strat u dystrybutorów do rozkładu empirycznego. Rozważone zostały rozkłady prawdopodobieństwa, takie jak: normalny, wykładniczy, logarytmiczno–normalny oraz Weibulla. Postawione hipotezy testowane były za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona. Wynik przeprowadzonej weryfikacji był negatywny. Należało odrzucić hipotezę, iż gęstość prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów w przypadku awarii stacji wnętrzowych można przedstawić za pomocą któregoś z wymienionych rozkładów. Po dokładnej analizie okazało się, iż koszty te można podzielić na dwie frakcje. Pierwsza frakcja obejmuje awarie o kosztach stosunkowo małych. Autorzy przyjęli zakres kosztów strat od 0 PLN do 10 000 PLN. Są to koszty charakterystyczne dla niewielkich awarii, wymagających w celu ich usunięcia tanich materiałów i urządzeń (izolatory, odgromniki, mostki, bezpieczniki, itp.) oraz niewielkich nakładów pracy. Druga frakcja obejmuje awarie związane z dużymi nakładami na ich usunięcie. Są to zazwyczaj awarie rozległe, wymuszające zakup drogich urządzeń, jak transformatory czy łączniki, a także konieczność zaangażowania znacznej liczby monterów oraz sprzętu. Do tej frakcji autorzy zaliczyli awarie, których koszty usuwania wynoszą powyżej 10 000 PLN.

Na podstawie danych empirycznych została założona hipoteza, iż rozkład teoretyczny gęstości prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii elektrycznej w przypadku awarii stacji wnętrzowych SN jest superpozycją dwóch rozkładów logarytmiczno–normalnych o postaci:

$$f(K_d) = \mu_1 \cdot f_1(K_d) + \mu_2 \cdot f_2(K_d) \tag{1}$$

gdzie:

μ_1, μ_2 – udziały awarii w poszczególnych frakcjach, wyrażone zależnościami:

$$\mu_1 = \frac{l_1}{l} \tag{2}$$

oraz

$$\mu_2 = \frac{l_2}{l} \tag{3}$$

l_1 – liczba awarii, których koszty usuwania nie przekroczyły 10 000 PLN,

l_2 – liczba awarii, których koszty usuwania przekroczyły 10 000 PLN,

l – liczba wszystkich awarii,

$f_1(K_d)$, $f_2(K_d)$ – logarytmiczno–normalne rozkłady gęstości prawdopodobieństwa frakcji pierwszej i drugiej, wyrażone zależnościami:

$$f_1(K_d) = \frac{\log e}{K_d \cdot \sigma_1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot exp\left[-\frac{(\log K_d - m_1)^2}{2 \cdot \sigma_1^2}\right] \tag{4}$$

oraz

$$f_2(K_d) = \frac{\log e}{K_d \cdot \sigma_2 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot exp\left[-\frac{(\log K_d - m_2)^2}{2 \cdot \sigma_2^2}\right] \tag{5}$$

σ_1, σ_2 – odchylenie standardowe zmiennej losowej $\log K_d$ dla frakcji 1 i 2,

m_1, m_2 – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log K_d$ dla frakcji 1 i 2.

Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $f(K_d)$ wyznaczone zostały następujące wartości liczebności poszczególnych frakcji: l_1 = 1858, l_2 = 170 oraz l = 2028.

Obliczone zostały udziały awarii w poszczególnych frakcjach:

$$\mu_1 = \frac{1858}{2028} = 0{,}92$$

oraz

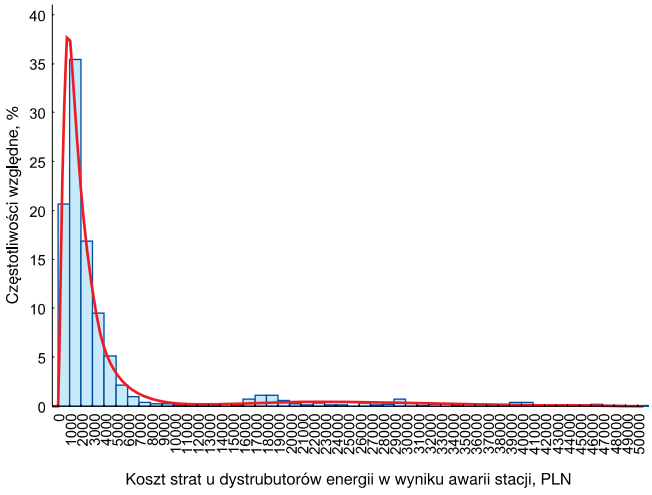
$$\mu_2 = \frac{170}{2028} = 0{,}08$$

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica wartości parametrów rozkładów (4) oraz (5) wynoszą: m_1 = 7,4132, σ_1 = 0,8908 oraz m_2 = 10,1754, σ_2 = 0,5477.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (1) teoretyczna funkcja gęstości prawdopodobieństwa przyjmuje postać:

$$f(K_d) = \frac{0{,}1789}{K_d} \cdot exp\left[-\frac{(log\,K_d - 7{,}4132)^2}{1{,}5870}\right] + \frac{0{,}0253}{K_d} \cdot exp\left[-\frac{(log\,K_d - 10{,}1754)^2}{0{,}6}\right] \quad (6)$$

Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów w wyniku awarii, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona, przedstawia rysunek 1.



Rys. 1. Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów energii elektrycznej w przypadku awarii stacji eksploatowanych w terenach miejskich ($\chi^2 = 27{,}74 < \chi^2_\alpha = 31{,}40$; $\lambda = 1{,}163 < \lambda_\alpha = 1{,}358$)

Na podstawie danych empirycznych wyznaczone zostały parametry statystyczne charakteryzujące koszty strat u dystrybutorów energii w przypadku awarii w stacji eksploatowanej w sieciach terenowych.

- Wartość średnia kosztów:
  $\overline{K}_d$ = 8030,87 PLN
- Odchylenie standardowe:
  s = 8825,65 PLN
- Przedział ufności dla średniej:
  7557,01 PLN < $\overline{K}_d$ < 8504,73 PLN
- Wartość minimalna:
  K_{dmin} = 199,36 PLN
- Wartość maksymalna:
  K_{dmax} = 44 935,77 PLN.

Podjęto próbę dopasowania teoretycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa strat u dystrybutorów do rozkładu empirycznego. Podobnie, jak miało to miejsce w przypadku kosztów u dystrybutorów przy awariach stacji miejskich, po dokładnej analizie okazało się, iż koszty te można podzielić na dwie frakcje. Pierwsza frakcja obejmuje awarie o kosztach strat od 0 PLN do 5000 PLN, natomiast druga awarie, których koszty usuwania wynoszą powyżej 5000 PLN.

Na podstawie danych empirycznych została założona hipoteza, iż rozkład teoretyczny gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów energii elektrycznej w przypadku awarii stacji napowietrznych SN eksploatowanych w sieciach terenowych jest superpozycją dwóch rozkładów logarytmiczno–normalnych o postaci (1).

Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $f(K_d)$ wyznaczone zostały następujące liczebności poszczególnych frakcji: l_1 = 848, l_2 = 487 oraz l = 1335.

Obliczone zostały udziały awarii w poszczególnych frakcjach:

$$\mu_1 = \frac{848}{1335} = 0{,}64$$

oraz

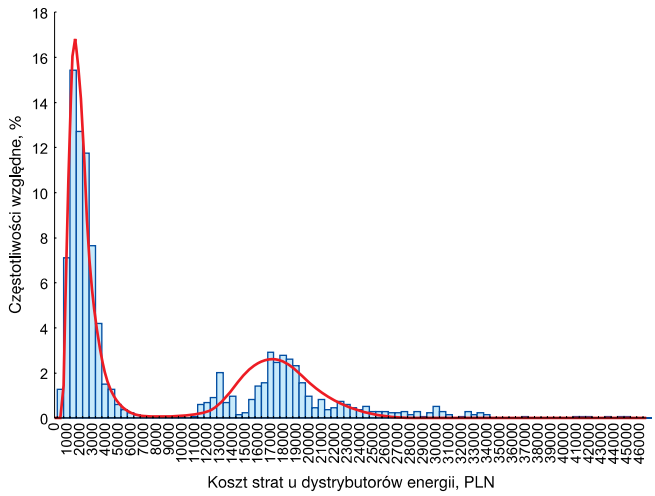
$$\mu_2 = \frac{487}{1335} = 0{,}36$$

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica wartości parametrów rozkładów (4) oraz (5) wynoszą: m_1 = 7,4492, σ_1 = 0,7028 oraz m_2 = 9,7549, σ_2 = 0,4047.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (1) teoretyczna funkcja gęstości prawdopodobieństwa przyjmuje postać:

$$f(K_d) = \frac{0{,}1578}{K_d} \cdot exp\left[-\frac{(log\,K_d - 7{,}4492)^2}{0{,}9879}\right] + \frac{0{,}1541}{K_d} \cdot exp\left[-\frac{(log\,K_d - 9{,}7549)^2}{0{,}3276}\right] \quad (7)$$

Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów w wyniku awarii, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 2.



Rys. 2. Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u dystrybutorów energii elektrycznej w przypadku awarii stacji eksploatowanych w terenach wiejskich ($\chi^2 = 25{,}07 < \chi^2_\alpha = 28{,}10$; $\lambda = 1{,}311 < \lambda_\alpha = 1{,}358$)

Koszty strat u odbiorców bytowych spowodowane nieciągłością zasilania

Energia elektryczna w obecnych czasach stanowi bardzo ważny czynnik poprawnego funkcjonowania gospodarstw domowych. Wynika to z faktu, że są one wyposażone we wszelkiego rodzaju odbiorniki elektryczne, z których część spełnia bardzo ważną funkcję z punktu widzenia egzystencji mieszkańców. Do odbiorników takich zaliczyć można np. lodówki, kuchnie elektryczne, termy czy w porze wieczornej – oświetlenie.

Niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego wpływa także w sposób bezpośredni na pewności pracy innych układów infrastruktury technicznej, z której korzystają odbiorcy domowi i komunalni. Jest to uwarunkowane tym, że zasilanie odbiorców indywidualnych w energię elektryczną, cieplną, wodę i gaz jest scentralizowane, a układy zasilania tworzą odpowiednio powiązane ze sobą systemy.

Każda awaria zasilania wpływa więc na aktywność mieszkańców w domach. Czasem może to być tylko zdenerwowanie lub dezorganizacja wykonywanych czynności. Jednak przy przerwach dłuższych (powyżej kilkudziesięciu minut) występują u odbiorców także straty. Straty te nazywają się stratami zawodnościowymi. Powstają one zarówno wskutek przerw w zasilaniu, jak i ograniczenia w dostawie mocy i energii elektrycznej [4].

Przerwa w zasilaniu u odbiorcy mieszkaniowego oznacza między innymi [4,6]:

- przymus bezczynności wynikający z braku możliwości wykonania zwykłych obowiązków domowych i ewentualnych dodatkowych prac płatnych,
- utrudnienie dla domowników, w tym szczególnie dzieci, które poprzez brak oświetlenia elektrycznego nie mogą czytać, odrabiać zadań domowych, itp.,
- pogorszenie komfortu przebywania w domu, np. przez równoczesne zaprzestanie ogrzewania mieszkania w zimie, gdy jest ono zależne od dostawy energii, brak wentylacji lub klimatyzacji w lecie lub brak wody, itp.;
- zagrożenie zdrowia i życia człowieka, gdy w domu jest chory wymagający ciągłej opieki i aparatury medycznej;
- konieczność nastrojenia niektórych urządzeń po wznowieniu zasilania (zegary, komputery, zabezpieczenia, itp.);
- zepsucie żywności,
- zniszczenie urządzeń i przedmiotów, np. nagrywanych płyt CD i DVD, itp.;
- inne problemy.

Na podstawie danych uzyskanych ze spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej, a także danych zawartych w *Roczniku statystycznym Rzeczypospolitej Polskiej* oraz w *Statystyce elektroenergetyki polskiej* wyznaczone zostały koszty strat u odbiorców komunalnych miejskich oraz wiejskich, spowodowane nieciągłością zasilania [1, 3].

Roczne zawodnościowe koszty strat odbiorców bytowych zasilanych z jednej stacji SN/nn, spowodowane awariami w układach dystrybucyjnych energii elektrycznej można wyznaczyć z zależności [4]:

$$K_z = k_A \cdot \overline{\lambda}_p \cdot \Delta\overline{A} \tag{8}$$

gdzie:

k_A – jednostkowe koszty strat zawodnościowych spowodowanych przerwami w zasilaniu odbiorców bytowych w energię elektryczną (jednostkowy gospodarczy równoważnik niedostarczonej energii elektrycznej), PLN/(MW·h),

$\overline{\lambda}_p$ – średnia intensywność przerw w zasilaniu odbiorców przyłączonych do jednej stacji, 1/(a·szt.),

$\Delta\overline{A}$ – średnia wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców przypadająca na jedną przerwę, MWh.

Koszty strat przypadające na jednego mieszkańca można wyznaczyć z zależności:

$$K_{zj} = \frac{K_z}{M} \tag{9}$$

gdzie:

M – liczba stałych mieszkańców zamieszkujących teren objęty przerwą w zasilaniu.

W publikacji [9] autor podaje następującą zależność do obliczania gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej:

$$k_A = \frac{T_r \cdot K_{sp}}{A_m \cdot T_m} \cdot \alpha \cdot \beta \tag{10}$$

gdzie:

T_r – roczny czas pracy odbiorników energii elektrycznej u odbiorców bytowych, h/a,

K_{sp} – krajowy roczny fundusz spożycia przypadający na jednego mieszkańca, PLN/(M·a),

A_m – roczne krajowe zużycie energii elektrycznej przez odbiorców bytowych na jednego mieszkańca, kW·h/(M·a),

T_m – roczny czas aktywności mieszkańca na terenie domu (poza pracą zawodową), h/a,

α – stopień utraty aktywności mieszkańca na skutek braku zasilania energią elektryczną (α = 0,4 – 0,7),

β – prawdopodobieństwo, że niedostarczenie energii elektrycznej nastąpiło w czasie aktywności mieszkańca (β = 0,8 – 1,0).

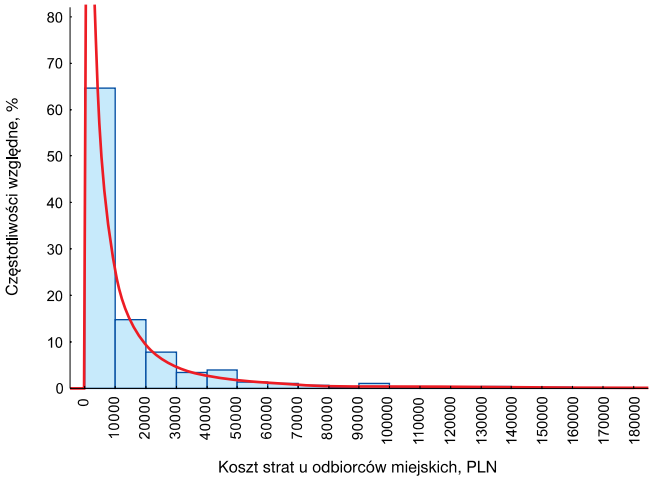
Na podstawie przeprowadzonych analiz oraz obliczeń autorzy otrzymali wartość jednostkowego gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej k_A = 11,78 PLN/kWh [2].

Na podstawie powyższych parametrów oraz danych empirycznych z eksploatacji stacji wyznaczone zostały parametry statystyczne charakteryzujące koszty strat u odbiorców energii w przypadku awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach miejskich.

- Wartość średnia kosztów:
  $\overline{K}_z$ = 13 883,68 PLN
- Odchylenie standardowe:
  s = 21 536,88 PLN
- Przedział ufności dla średniej:
  12 684,75 PLN < $\overline{K}_z$ < 15 082,61 PLN
- Wartość minimalna:
  K_{zmin} = 117,80 PLN
- Wartość maksymalna:
  K_{zmax} = 159 854,60 PLN.

Podjęto próbę dopasowania teoretycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa strat u odbiorców do rozkładu empirycznego. Postawione hipotezy testowane były za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona. Na podstawie danych empirycznych została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie wartości kosztów strat u odbiorców komunalno-bytowych dla przypadku awarii w stacjach miejskich SN. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: m = 8,6137 oraz σ = 1,4429.

Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców komunalno-bytowych w przypadku awarii stacji miejskich, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców komunalno-bytowych dla przypadku awarii stacji wnętrzowych ($\chi^2 = 5{,}63 < \chi^2_\alpha = 5{,}89$; $\lambda = 1{,}267 < \lambda_\alpha = 1{,}358$)

Wyznaczone zostały także parametry statystyczne charakteryzujące koszty strat u odbiorców energii w przypadku awarii urządzeń eksploatowanych w stacjach terenowych.

- Wartość średnia kosztów:

  $\overline{K}_z$ = 20 179,24 PLN
- Odchylenie standardowe:

  s = 28 160,79 PLN
- Przedział ufności dla średniej:

  18 660,98 PLN < $\overline{K}_z$ < 21 697,50 PLN
- Wartość minimalna:

  K_{zmin} = 235,60 PLN
- Wartość maksymalna:

  K_{zmax} = 188 480,00 PLN.

Podjęto próbę dopasowania teoretycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa strat u odbiorców do rozkładu empirycznego. Należało jednak odrzucić hipotezę, iż gęstość prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców w przypadku awarii stacji w sieciach terenowych można przedstawić za pomocą któregoś z klasycznych rozkładów. Po dokładnej analizie okazało się, iż koszty te należy podzielić na dwie frakcje. Pierwsza frakcja obejmuje awarie krótkie, niosące ze sobą niewielkie koszty strat u odbiorców. Autorzy przyjęli tu zakres kosztów strat od 0 PLN do 10 000 PLN. Druga frakcja obejmuje awarie długotrwałe. Do tej frakcji autorzy zaliczyli awarie, dla których koszty strat u odbiorców są większe niż 10 000 PLN.

Na podstawie danych empirycznych została założona hipoteza, iż rozkład teoretyczny gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców energii elektrycznej w przypadku awarii stacji napowietrznych SN jest superpozycją dwóch rozkładów Weibulla o postaci:

$$f(K_z) = \mu_1 \cdot f_1(K_z) + \mu_2 \cdot f_2(K_z) \tag{11}$$

przy czym:

$f_1(K_z)$, $f_2(K_z)$ – rozkłady Weibulla gęstości prawdopodobieństwa frakcji pierwszej i drugiej, wyrażone zależnościami:

$$f_1(K_z) = \frac{c_1}{b_1} \cdot \left(\frac{K_z - \rho_1}{b_1}\right)^{c_1 - 1} \cdot exp\left[-\left(\frac{K_z - \rho_1}{b_1}\right)^{c_1}\right] \tag{12}$$

oraz

$$f_2(K_z) = \frac{c_2}{b_2} \cdot \left(\frac{K_z - \rho_2}{b_2}\right)^{c_2 - 1} \cdot exp\left[-\left(\frac{K_z - \rho_2}{b_2}\right)^{c_2}\right] \tag{13}$$

gdzie:

b_1, b_2 – parametry skali,

c_1, c_2 – parametry kształtu,

ρ_1, ρ_2 – parametry położenia.

Na podstawie analizy przebiegu empirycznego funkcji $f(K_z)$ wyznaczone zostały następujące liczebności poszczególnych frakcji: l_1 = 697, l_2 = 638 oraz l = 1335. Na ich podstawie obliczone zostały udziały awarii w poszczególnych frakcjach:

$$\mu_1 = \frac{697}{1335} = 0{,}52$$

oraz

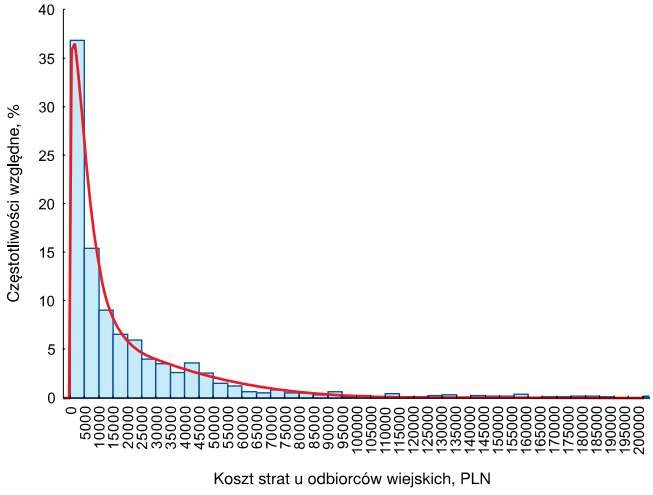
$$\mu_2 = \frac{638}{1335} = 0{,}48$$

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietu Statistica wartości parametrów rozkładów (12) oraz (13) wynoszą: b_1 = 5957,8, c_1 = 1,14, ρ_1 = 0 oraz b_2 = 35042,3, c_2 = 1,33, ρ_2 = 0.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (11) teoretyczna funkcja gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców wiejskich przyjmuje postać:

$$f(K_z) = 2{,}95 \cdot 10^{-5} \cdot K_z^{0{,}14} \cdot exp\left[-\frac{K_z^{1{,}14}}{20118{,}61}\right] + 5{,}76 \cdot 10^{-7} \cdot K_z^{0{,}33} \cdot exp\left[-\frac{K_z^{1{,}33}}{1107409{,}29}\right] \tag{14}$$

Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców wiejskich, w wyniku awarii stacji, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Przebieg empiryczny i teoretyczny funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców wiejskich energii elektrycznej w przypadku awarii stacji $(\chi^2 = 31{,}29 < \chi^2_\alpha = 33{,}10;\ \lambda = 1{,}347 < \lambda_\alpha = 1{,}358)$

Podsumowanie

W ciągu ostatnich kilku lat, między innymi w związku z wejściem Polski do struktur Unii Europejskiej, wzrosło zainteresowanie problemem niezawodności układów elektroenergetycznych. Nawet najkrótsza przerwa w zasilaniu powoduje bowiem straty, zarówno u odbiorców, jak i dystrybutorów energii elektrycznej. Koszty strat u odbiorców są głównie skutkiem ograniczenia ich aktywności na terenie domu. Mogą one zostać powiększone przez koszty zniszczeniowe materialne. Koszty ponoszone przez dystrybutorów wynikają przede wszystkim z konieczności usunięcia awarii. Są to więc: koszty materiałowe związane z zakupem nowych urządzeń i elementów sieci elektroenergetycznych, koszty pracy sprzętu budowlanego, koszty pracy monterów oraz koszty przejazdu pogotowia energetycznego do miejsca awarii. Dodatkowe koszty wynikają także z utraconych korzyści za czas trwania przerwy oraz z konieczności wypłacenia odszkodowań i bonifikat dla odbiorców energii.

Analizując otrzymane w wyniku analizy parametry charakteryzujące koszty strat w wyniku awarii urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn można zauważyć, iż koszty strat u odbiorców są znacznie wyższe od kosztów ponoszonych przez dystrybutorów energii elektrycznej. Jest to związane z faktem, iż jedna awaria ogranicza aktywność wielu odbiorców zasilanych z uszkodzonego fragmentu sieci. W Polsce średnia liczba odbiorców zasilanych z jednej stacji wynosi w terenach wiejskich około 97 osób, a w terenach miejskich 360 osób. Mimo to znacznie dłuższy czas trwania przerw w zasilaniu powoduje znacznie większe straty u odbiorców w terenach wiejskich. Inna jest także struktura wykorzystania energii elektrycznej w terenach miejskich i wiejskich. W terenach wiejskich znaczna część zużywanej energii wykorzystywana jest na wykonywanie prac domowych i gospodarskich, nie zaś w celach wypoczynkowych (oglądanie telewizji, słuchanie radia, itp.).

Jako teoretyczną funkcję gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców miejskich zaproponowano rozkład logarytmiczno – normalny. W przypadku analizy funkcji gęstości prawdopodobieństwa kosztów strat u odbiorców wiejskich, konieczne było przyjęcie superpozycji dwóch rozkładów Weibulla. Pierwszy z nich wynikał z awarii krótkotrwałych, które powodowały łączne straty u odbiorców mniejsze niż 10 000 PLN, natomiast drugi z awarii długotrwałych o kosztach strat u odbiorców przekraczających 10 000 PLN.

Koszty ponoszone przez dystrybutorów także są znacznie większe w terenach wiejskich. Jest to związane przede wszystkim z większymi kosztami urządzeń napowietrznych powszechnie eksploatowanych w sieciach terenowych. Większe są także koszty przejazdu pogotowia energetycznego oraz ekip monterskich do miejsca awarii.

Zarówno w przypadku uszkodzeń w sieciach miejskich, jak i wiejskich, funkcja gęstości prawdopodobieństwa kosztów ponoszonych przez dystrybutorów jest superpozycją dwóch rozkładów logarytmiczno–normalnych. Pierwszy rozkład wynika z awarii, których koszty usunięcia są niewielkie. Są to zazwyczaj awarie krótkotrwałe, w których uszkodzeniu uległo tanie urządzenie lub element (odgromnik, izolator, mostek, itp.). Drugi rozkład odzwierciedla koszty wynikające z usuwania awarii rozległych oraz długotrwałych, a także awarii, w których uszkodzeniu uległo urządzenie o dużej wartości (transformator, wyłącznik, rozłącznik, itp.)

LITERATURA

[1] *Agencja Rynku Energii S.A.*, Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2007, Warszawa 2008

[2] Chojnacki A.Ł.: Analiza skutków gospodarczych niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2009, nr 9, s. 3-9

[3] Główny Urząd Statystyczny, Rocznik statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2007, Warszawa 2008

[4] Kowalski Z.: Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej, Wydawnictwa Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992

[5] Marzecki J.: Terenowe sieci elektroenergetyczne, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Radom 2007

[6] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005

[7] PTPiREE, Ocena przewidywanych potrzeb rozwojowych i odtworzeniowych sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia na obszarach o małym zagęszczeniu odbiorców, Materiał źródłowy PTPiREE, Poznań, październik 2005

[8] Sozański J.: Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 1990

[9] Sozański J.: Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych, PWN, Warszawa 1974

[10] Stobiecki A.: Awarie transformatorów 15/0,4 kV w sieci elektroenergetycznej, *Energetyka* 2004, nr 2, s. 89 – 92

[11] Trojanowska M.: Analiza stanu technicznego sieci niskiego napięcia na terenach wiejskich Podkarpacia, *MOTROL* 2008, nr 10, s. 131-135