

Parametry i właściwości niezawodnościowe stacji GPZ i RS

Streszczenie. Stacje elektroenergetyczne 110kV/SN są początkowymi elementami systemu dystrybucji energii elektrycznej. Ich właściwości niezawodnościowe w znacznej mierze wpływają na jakość i niezawodność dostaw energii do odbiorców. W artykule zaprezentowane zostały wyniki analiz niezawodnościowych stacji transformatorowo-rozdzielczych 110kV/SN oraz stacji rozdzielczych RS. Wyznaczone zostały modele niezawodnościowe czasu trwania odnowy stacji, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu przerw w zasilaniu odbiorców, a także wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Przeprowadzona została analiza sezonowości oraz przyczyn awarii. Określony został wpływ temperatury otoczenia na intensywność uszkodzeń elementów stacji 110kV/SN oraz rozdzielni sieciowych SN.

Abstract. 110 kV / MV stations are the initial elements of the electricity distribution system. Their reliability characteristics largely affect on the quality and reliability of energy supply to consumers. The paper presented the results of reliability analyzes of 110kV / MV transformer station and switchgear stations. In paper have been determined reliability models of duration of recharge of station, the duration of the emergency shutdowns, time of power outages, as well as the value of undelivered electricity to customers. Were carried out an analysis of seasonality and failure causes. Was defined ambient temperature effect on the intensity of damage elements of 110kV / MV stations and MV distribution stations. (**Reliability Parameters And Characteristics of Main Supply Points And Switchgear Stations**).

Słowa kluczowe: stacje GPZ, rozdzielnie sieciowe RS, niezawodność, awaryjność, modele niezawodnościowe.

Keywords: main supply points, switchgear stations, reliability, failure, reliability models.

Wstęp

Stacje elektroenergetyczne dzieli się na stacje zasilające oraz odbiorcze. Jest to oczywiście podział umowny, ze względu na fakt, iż każda stacja może pełnić rolę stacji odbiorczej dla sieci wyższego rzędu oraz rolę stacji zasilającej dla sieci niższego rzędu. W tym kontekście stacje 110kV/SN są stacjami odbiorczymi dla sieci 110kV oraz stacjami zasilającymi dla sieci dystrybucyjnych SN. W zależności od pełnionej funkcji stacje te określamy mianem głównego punktu zasilającego (GPZ) lub rozdzielczego punktu zasilającego (RPZ). Stacje te można uznać za początkowy element sieci dystrybucyjnych (w niektórych przypadkach elementem tym są linie 110kV). Z nich wyprowadzane są ciągi liniowe SN zasilające stacje transformatorowo-rozdzielcze SN/nN. W sytuacji w której nie ma możliwości doprowadzenia linii 110kV i budowy stacji 110kV/SN, zastępuje się je stacjami rozdzielczymi, tzw. rozdzielniami sieciowymi RS. Stacje te zasilane są ze stacji 110kV/SN, na poziomie napięcia średniego, kablami o przekrojach przekraczających 120 mm² AL. Stąd dopiero energia jest rozdzielana między stacje SN/nN [8].

Stacje elektroenergetyczne 110kV/SN są jednymi z najważniejszych elementów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej. Grupują one istotne dla pracy sieci urządzenia 110kV oraz średniego napięcia, urządzenia pomiarowe, zabezpieczenia, czy też układy telemechaniki. Głównym zadaniem stacji jest przetwarzanie i rozdział energii elektrycznej między poszczególnych odbiorców przy zachowaniu odpowiednio wysokiego poziomu niezawodności tych dostaw. Stacje te budowane są zazwyczaj jako napowietrzne z rozdzielnią wewnętrzną. Są one zazwyczaj stacjami dwutransformatorowymi. Niestety powszechnym zjawiskiem są także stacje jednotransformatorowe (zwłaszcza w sieciach terenowych).

Współczesny odbiorca energii elektrycznej stawia bardzo wysokie wymagania odnośnie jakości oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej. Systematycznie wzrastająca jednostkowa moc znamionowa stacji 110kV/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. Bardzo ważnym zagadnieniem staje się więc zapewnienie wysokiej niezawodności pracy stacji

GPZ, RPZ oraz rozdzielni RS. Jest to możliwe do realizacji na drodze wieloletnich obserwacji zawadności tych obiektów. Na ich podstawie można podjąć właściwe decyzje projektowe oraz inwestycyjne, zarówno w odniesieniu do obiektów nowych, jak i już eksploatowanych.

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

Na podstawie danych empirycznych została przeprowadzona weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców.

Pojęcie awarii jest tutaj rozumiane jako stan niezdatności lub niepełnej zdatności obiektu. Pojęcie to jest traktowane jako odmienne od pojęcia wyłączenia awaryjnego oraz przerw w zasilaniu odbiorców. Podejście takie uzasadnione jest faktem, że 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, natomiast drugim dopuszczana przez energetykę praca układu elektroenergetycznego bez pewnych uszkodzonych urządzeń, jak odgromniki, przekładniki prądowe i napięciowe, czy baterie kondensatorów. Także czas trwania wyłączenia awaryjnego t_{wa} 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 zadania 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. Dokładna analiza zależności między czasami t_a , t_{wa} oraz t_p została przedstawiona w publikacji [1].

W przypadku stacji 110kV/SN przyjęte zostało założenie, iż stan awarii odpowiada stanowi niezdatności

lub niepełnej zdolności któregośkolwiek elementu stacji. Podobnie jest w przypadku wyłączenia awaryjnego oraz przerwy w zasilaniu odbiorców. Przerwa w zasilaniu odbiorców z dowolnego pola stacji traktowana jest jako stan przerwy w zasilaniu. Podejście takie uzasadnione jest faktem, iż uszkodzenie jednego, kilku lub wszystkich pól odejściowych wpływa jedynie na liczbę odbiorców dotkniętych przerwą, nie zaś na fakt wystąpienia samej przerwy w zasilaniu.

W niniejszym artykule autor dokonał analizy parametrów oraz właściwości niezawodnościowych stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS. Analiza przeprowadzona została dla dwóch wariantów. W pierwszym uwzględniono wszystkie awarie jakie zaistniały w stacjach 110kV/SN. W drugim wariantcie pominięto uszkodzenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS). Takie podejście do analizy wynika z faktu, iż stacja w wielu przypadkach uszkodzenia układów EAZiS pracuje poprawnie nie powodując znaczących skutków gospodarczych oraz technicznych.

Analiza sezonowości oraz przyczyn awarii

Obserwacja zawodności stacji 110kV/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 1 oraz rysunek 1.

W tabeli 2 przedstawiona została częstość uszkodzeń stacji 110kV/SN w poszczególnych miesiącach roku. Dane te w postaci histogramu oraz funkcja aproksymacyjna przedstawione zostały na rysunku 2.

Najwięcej awarii stacji 110kV/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.

Tabela 1. Liczba obserwowanych stacji transformatorowo-rozdziałczych 110kV/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
Łącznie	80	85	88	91	91	91	91	91	91	91

Tabela 2. Częstość uszkodzeń stacji 110kV/SN w poszczególnych miesiącach roku [%]

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Częstość awarii	8,10	6,43	5,05	6,01	9,77	11,01	12,54	11,15	8,91	7,01	5,96	8,06

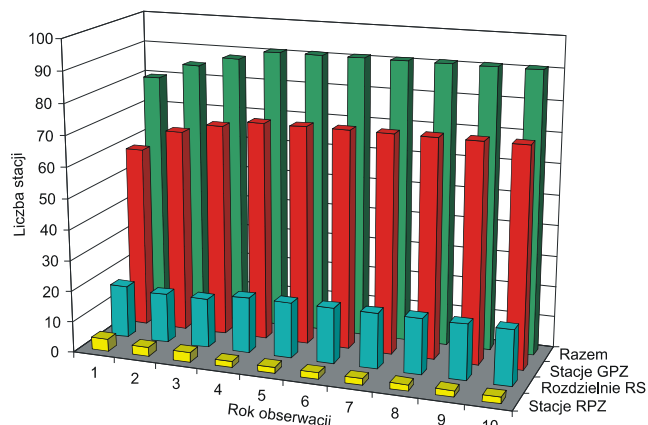
Ze względu na przejrzystość oraz prostotę zapisu jako funkcję aproksymacyjną sezonowej zmienności częstości awarii przyjęto wielomian. Ponieważ we wszystkich przypadkach współczynniki funkcji aproksymacyjnej uzyskane dla rzędu wyższego niż czwarty są bliskie zeru, podjęta została decyzja o aproksymowaniu funkcji sezonowej zmienności częstości awarii stacji wielomianem, co najwyżej czwartego rzędu. Wielomian taki ma postać:

$$(1) \quad f(i) = a \cdot i^4 + b \cdot i^3 + c \cdot i^2 + d \cdot i + e$$

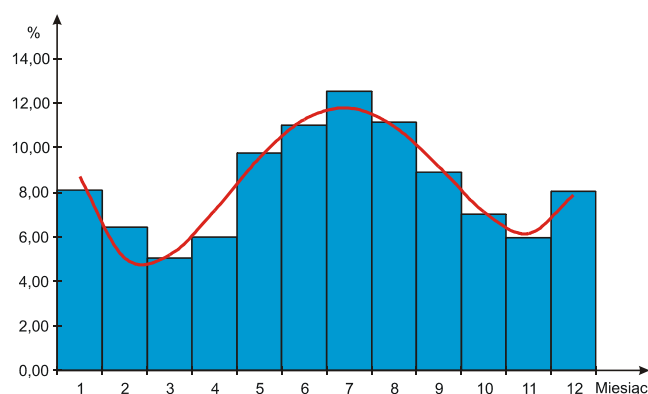
gdzie: i – kolejny numer miesiąca; a , b , c , d , e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii stacji 110kV/SN, przedstawionej na rysunku 2, wynoszą: $a = 0,0188$; $b = -0,5092$; $c = 4,4732$; $d = -13,7814$; $e = 18,5002$.

Współczynnik korelacji wyznaczonej funkcji w stosunku do danych empirycznych wynosi $r = 0,96$.



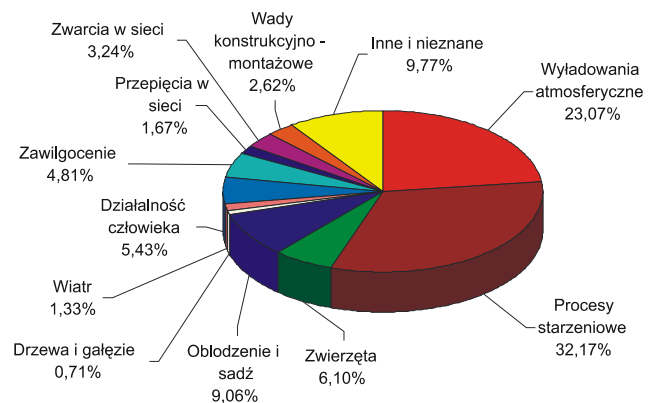
Rys. 1. Liczba obserwowanych stacji elektroenergetycznych 110kV/SN oraz rozdzielni SN w ciągu dziesięciu lat prowadzenia badań



Rys. 2. Wartości empiryczne i przebieg funkcji aproksymacyjnej sezonowej zmienności częstości awarii w stacjach 110kV/SN

Najpoważniejszą przyczyną awarii stacji 110kV/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 przyczyn awarii stacji z uwzględnieniem sezonowości, został zamieszczony w tabeli 3.

Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii stacji w ich całkowitej liczbie przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Procentowy udział przyczyn awarii stacji 110kV/SN

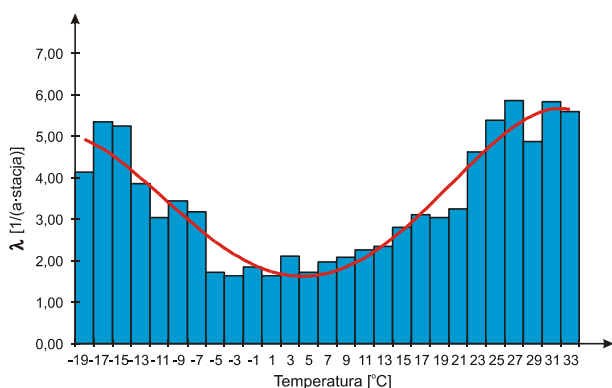
Tabela 3. Przyczyny awarii stacji 110kV/SN w poszczególnych miesiącach [%]

Przyczyna awarii	Miesiąc											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Wyładowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	0,71	3,00	3,91	4,91	4,05	3,19	2,24	1,05	0,00
Procesy starzeniowe	2,57	2,00	2,34	2,62	3,38	3,29	3,43	2,86	2,91	2,53	2,34	1,91
Zwierzęta	0,33	0,57	0,38	0,43	0,48	0,57	0,81	0,76	0,48	0,52	0,38	0,38
Oblodzenie i sadz	2,81	2,14	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,57	2,86
Drzewa i gałęzie	0,05	0,00	0,05	0,10	0,19	0,05	0,05	0,05	0,10	0,00	0,05	0,05
Wiatr	0,10	0,10	0,05	0,14	0,05	0,19	0,19	0,14	0,05	0,14	0,05	0,14
Działalność człowieka	0,43	0,33	0,29	0,19	0,71	0,76	0,52	0,62	0,48	0,33	0,24	0,52
Zawilgocenie	0,38	0,33	0,19	0,57	0,29	0,38	0,48	0,71	0,29	0,14	0,52	0,52
Przepięcia w sieci	0,10	0,00	0,05	0,19	0,14	0,33	0,24	0,14	0,29	0,05	0,05	0,10
Zwarcia w sieci	0,24	0,14	0,19	0,29	0,43	0,38	0,43	0,24	0,29	0,14	0,14	0,33
Wady konstrukcyjno - montażowe	0,19	0,29	0,14	0,14	0,29	0,33	0,33	0,33	0,14	0,10	0,05	0,29
Inne i nieznanne	0,91	0,52	0,81	0,62	0,81	0,81	1,14	1,24	0,71	0,71	0,52	0,95

Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii stacji 110kV/SN

Przeprowadzona została analiza wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii stacji 110kV/SN. Intensywność awarii stacji w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 4.

Funkcja aproksymacyjna częstości uszkodzeń przedstawiona na rysunku 4, jest wielomianem czwartego stopnia wyrażonym zależnością (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. 4. Zależność intensywności awarii stacji 110kV/SN od temperatury otoczenia

Czas trwania awarii stacji 110kV/SN

Czas trwania awarii jest definiowany jako czas, który upływa od momentu powstania awarii do momentu zakończenia naprawy z jednoczesną możliwością przywrócenia zasilania i dostarczenia odbiorcom potrzebnej mocy [3, 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 [3, 7, 10].

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

W rozważanym okresie obserwacji wystąpiło 2093 awarie w stacjach GPZ oraz w rozdzielniach RS. Na

podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii stacji GPZ i RS. Wartość średnią z próby \bar{t}_a oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności [3, 5, 7]:

$$(2) \quad \bar{t}_a = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \cdot t_i^o}{n}$$

gdzie: \bar{t}_a – wartość średnia z próby; t_i^o – środek i -tej klasy szeregu rozdzielczego;

n_i – liczba uszkodzeń w i -tej klasie szeregu rozdzielczego; n – całkowita liczba awarii; k – liczba klas szeregu rozdzielczego.

Otrzymane średnie wartości czasów trwania awarii stacji 110kV/SN oraz rozdzielni SN wynoszą: dla przypadku analizy pełnej (z uwzględnieniem uszkodzeń układów EAZiS) $\bar{t}_a = 18,26$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{ab} = 17,52$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością [3, 5, 7]:

$$(3) \quad \bar{t}_a - u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} < t_a < \bar{t}_a + u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}$$

gdzie: u_α – wartość zmiennej losowej U mającej rozkład normalny standaryzowany, wyznaczona dla danego współczynnika ufności $1-\alpha$ z tablicy rozkładu normalnego; s – odchylenie standardowe z próby obliczone według zależności [3, 5, 7]:

$$(4) \quad s = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^k \left(t_i^o - \bar{t}_a \right)^2 \cdot n_i}$$

Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla przypadku analizy pełnej $s_a = 23,23$ h oraz przedział ufności dla średniej $17,27$ h $< t_a < 19,26$ h, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $s_{ab} = 21,80$ h oraz przedział ufności dla średniej $16,42$ h $< t_{ab} < 18,62$ h.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu odnowy dla przypadku analizy pełnej oraz o rozkładzie Weibulla dla przypadku analizy bez uwzględniania awarii układów EAZiS. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu logarytmiczno-normalnego ma postać [3, 5, 7, 11]:

$$(5) \quad f(t_a) = \frac{\log e}{t_a \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[-\frac{(\log t_a - m)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right]$$

przy czym: m – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log t_a$, σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej $\log t_a$.

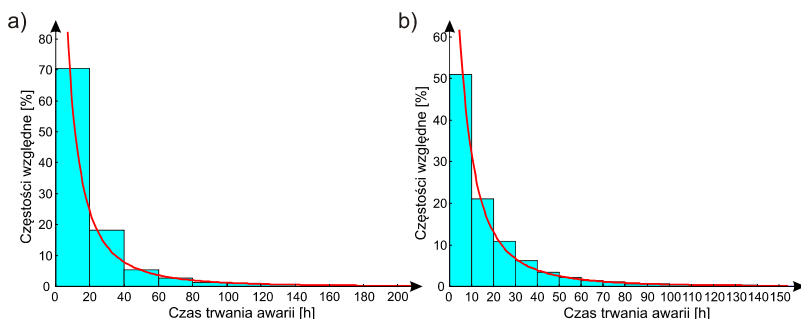
Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu Weibulla ma postać [3, 5, 7, 11]:

$$(6) \quad f(t_a) = \frac{\nu}{b} \cdot \left(\frac{t_a}{b}\right)^{\nu-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{t_a}{b}\right)^\nu\right]$$

przy czym: b – parametr skali, ν – parametr kształtu.

Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla przypadku analizy pełnej: $m_a = 2,1720$, $\sigma_a = 1,3829$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $b_{ab} = 16,7436$, $\nu_{ab} = 0,8263$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu odnowy stacji GPZ oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawia rysunek 5.



Rys. 5. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania odnowy stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS: a) analiza pełna ($\lambda = 1,238 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 6,16 < \chi^2_\alpha = 23,7$), b) analiza bez uwzględnienia wpływu uszkodzeń układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS) ($\lambda = 1,266 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 2,78 < \chi^2_\alpha = 18,3$)

Dla analizowanej próby stacji GPZ wyznaczone zostały także: średnia intensywność uszkodzeń oraz odnowy, a także współczynnik zawodności. Zależność teoretyczna, z której wyznaczono średnią intensywność uszkodzeń ma postać [3, 11]:

$$(7) \quad \bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m_a}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t}$$

gdzie: m_a – zaobserwowana liczba awarii, n_p – liczność próbek na początku okresu obserwacji, n_k – liczność próbek na końcu okresu obserwacji, Δt – czas obserwacji.

Zależność, z której można wyznaczyć współczynnik zawodności [3, 11]:

$$(8) \quad q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}$$

Znając $\bar{\lambda}$ oraz q można wyznaczyć średnią intensywność odnowy z zależności [3, 11]:

$$(9) \quad \bar{\mu} = \frac{\bar{\lambda} \cdot (1 - q)}{q}$$

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla przypadku analizy pełnej:

$$\bar{\lambda} = 817,93 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{pole}}, \quad \bar{\mu} = 479,73 \frac{1}{a \cdot \text{pole}} \quad \text{oraz}$$

$q = 170,47 \cdot 10^{-6}$, a także dla przypadku analizy bez

uwzględniania układów EAZiS: $\bar{\lambda}_b = 589,86 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{pole}}$,

$$\bar{\mu}_b = 499,99 \frac{1}{a \cdot \text{pole}} \quad \text{oraz} \quad q_b = 117,96 \cdot 10^{-6}.$$

Czas trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110kV/SN

Czas trwania wyłączeń awaryjnych t_{wa} jest definiowany jako czas, 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. Dokładna analiza zależności między czasami t_a oraz t_{wa} została przedstawiona w publikacji [1].

W rozważanym okresie obserwacji wystąpiło 1686 wyłączeń awaryjnych w stacjach GPZ oraz w rozdzielniach RS. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji GPZ i RS. Wartość średnią z próby \bar{t}_{wa} oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności (2).

Otrzymane średnie wartości czasów trwania wyłączeń awaryjnych w stacjach 110kV/SN oraz rozdzielni SN wynoszą: dla przypadku analizy pełnej (z uwzględnieniem uszkodzeń układów EAZiS) $\bar{t}_{wa} = 12,30$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{wab} = 12,51$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością (3), natomiast odchylenie standardowe według zależności (4). Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla przypadku analizy pełnej $s_{wa} = 13,37$ h oraz przedział ufności dla średniej $11,66$ h $< t_{wa} < 12,93$ h, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $s_{wab} = 12,53$ h oraz przedział ufności dla średniej $11,85$ h $< t_{wab} < 13,17$ h.

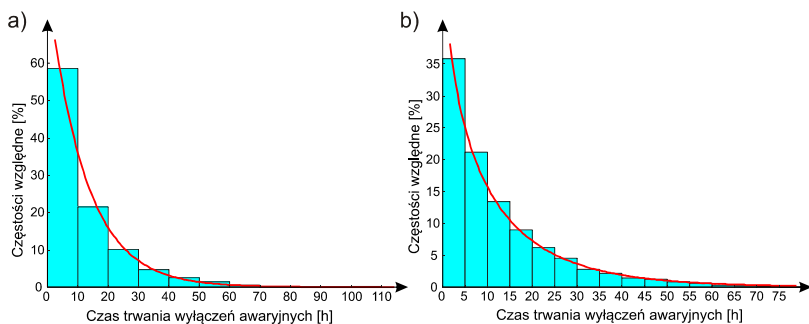
Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o wykładniczym rozkładzie czasu wyłączeń awaryjnych dla przypadku analizy pełnej oraz o rozkładzie Weibulla dla przypadku analizy bez uwzględniania awarii układów EAZiS. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu wykładniczego ma postać [3, 5, 7, 11]:

$$(10) \quad f(t_{wa}) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t_{wa}}$$

przy czym: λ – parametr rozkładu wykładniczego (intensywność).

Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla przypadku analizy pełnej: $\lambda_{wa} = 0,0813$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $b_{wab} = 12,4571$, $v_{wab} = 0,8681$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji GPZ oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kolmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawia rysunek 6.



Rys. 6. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS: a) analiza pełna ($\lambda = 1,178 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 7,46 < \chi^2_{\alpha} = 27,6$), b) analiza bez uwzględnienia wpływu uszkodzeń układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS) ($\lambda = 1,173 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 5,96 < \chi^2_{\alpha} = 25,0$)

Dla analizowanej próby stacji GPZ wyznaczone zostały także: średnia intensywność wyłączeń awaryjnych oraz ich usuwania, a także współczynnik zawodności dotyczący wyłączeń. Wskaźniki te wyznaczono w oparciu o zależności (7), (8) oraz (9).

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla przypadku analizy pełnej:

$$\bar{\lambda}_{wa} = 657,31 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}, \quad \bar{\mu} = 712,16 \frac{1}{a \cdot pole} \quad \text{oraz}$$

$q_{wa} = 92,29 \cdot 10^{-6}$, a także dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS:

$$\bar{\lambda}_{wab} = 538,79 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}, \quad \bar{\mu}_b = 700,22 \frac{1}{a \cdot pole} \quad \text{oraz}$$

$$q_{wab} = 76,94 \cdot 10^{-6}.$$

Wyznaczone wartości udziału intensywności wyłączeń awaryjnych u oraz udziału wyłączeń awaryjnych k , wyrażone zależnościami [4]:

$$(11) \quad u = \frac{\bar{\lambda}_{wa}}{\lambda}$$

oraz

$$(12) \quad k = \frac{q_{wa}}{q}$$

wynoszą w przypadku analizy pełnej: $u = 0,80$ oraz $k = 0,54$, natomiast w przypadku analizy z pominięciem układów EAZiS: $u = 0,91$ oraz $k = 0,65$. W analizie pełnej oznaczają to, że w 80 na 100 przypadków awarii w stacji GPZ następuje wyłączenie awaryjne, natomiast w 20 przypadkach na 100 awaria nie powoduje wyłączenia obiektu oraz jest usuwana bez konieczności jego

wyłączenia przez obsługę. Współczynnik k wskazuje, że łączny czas wyłączeń awaryjnych stacji GPZ stanowi średnio około 54% całkowitego czasu trwania awarii tych obiektów w rozważanym okresie czasu. Analiza z pominięciem awarii układów EAZiS wskazuje, że w 91 na 100 przypadków awarii w stacji GPZ następuje wyłączenie awaryjne, natomiast w 9 przypadkach na 100 awaria nie powoduje wyłączenia obiektu oraz jest usuwana bez konieczności jego wyłączenia przez obsługę. Współczynnik k wskazuje, że łączny czas wyłączeń awaryjnych stacji GPZ stanowi średnio około 65% całkowitego czasu trwania awarii tych obiektów w rozważanym okresie czasu.

Czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców

Czas trwania 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, czy też wyłączenia awaryjnego. Na taki stan mają wpływ dwa czynniki. Pierwszym jest możliwość rezerwowego zasilania odbiorców w przypadku sieci dwustronnie zasilanych, natomiast drugim zasilenie odbiorców z innego nieuszkodzonego pola rozważanej stacji GPZ.

Statystyka przerw w zasilaniu, zaistniałych w wyniku awarii stacji GPZ oraz rozdzielni RS obejmuje 1375 przypadków. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii w stacjach GPZ i RS. Wartość średnią z próby \bar{t}_p oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności (2).

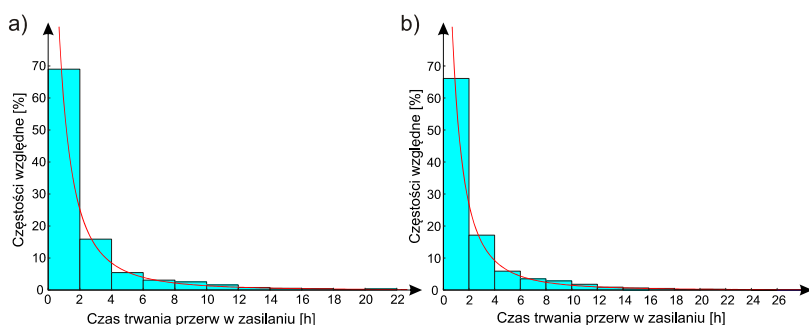
Otrzymane średnie wartości czasów trwania przerw w zasilaniu na skutek awarii w stacjach 110kV/SN oraz rozdzielniach SN wynoszą: dla przypadku analizy pełnej (z uwzględnieniem uszkodzeń układów EAZiS) $\bar{t}_p = 2,19$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{pb} = 2,37$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością (3), natomiast odchylenie standardowe według zależności (4). Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla przypadku analizy pełnej $s_p = 3,15$ h oraz przedział ufności dla średniej $2,02$ h $< t_p < 2,35$ h, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania awarii układów EAZiS $s_{pb} = 3,29$ h oraz przedział ufności dla średniej $2,18$ h $< t_{pb} < 2,55$ h.

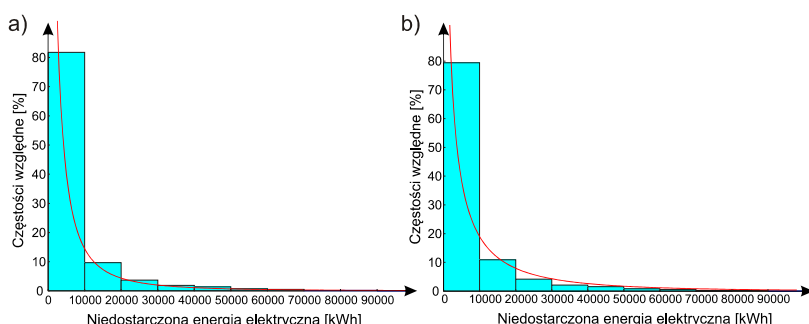
Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu przerw w zasilaniu odbiorców.

Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla przypadku analizy pełnej: $m_p = -0,0368$, $\sigma_p = 1,3733$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $m_{pb} = 0,0756$, $\sigma_{pb} = 1,8033$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii stacji GPZ oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kolmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawia rysunek 7.



Rys. 7. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek awarii stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS: a) analiza pełna ($\lambda = 0,679 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 2,29 < \chi^2_\alpha = 16,9$), b) analiza bez uwzględnienia wpływu uszkodzeń układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS) ($\lambda = 0,720 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 2,38 < \chi^2_\alpha = 16,9$)



Rys. 8. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców na skutek awarii stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS: a) analiza pełna ($\lambda = 0,946 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 2,91 < \chi^2_\alpha = 16,9$), b) analiza bez uwzględnienia wpływu uszkodzeń układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej (EAZiS) ($\lambda = 0,993 < \lambda_\alpha = 1,358$; $\chi^2 = 2,88 < \chi^2_\alpha = 21,0$)

Dla analizowanej próby stacji GPZ wyznaczone zostały także: średnia intensywność występowania przerw oraz przywracania zasilania, a także współczynnik zawodności dotyczący przerw w zasilaniu. Wskaźniki te wyznaczono w oparciu o zależności (7), (8) oraz (9).

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla przypadku analizy pełnej:

$$\bar{\lambda}_p = 536,06 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{pole}}, \quad \bar{\mu}_p = 4000,39 \frac{1}{a \cdot \text{pole}} \text{ oraz}$$

$q_p = 13,40 \cdot 10^{-6}$, a także dla przypadku analizy bez uwzględnienia układów EAZiS:

$$\bar{\lambda}_{pb} = 475,24 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{pole}}, \quad \bar{\mu}_{pb} = 3695,44 \frac{1}{a \cdot \text{pole}}$$

oraz $q_{pb} = 12,86 \cdot 10^{-6}$.

Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców na skutek awarii stacji GPZ i RS

Bardzo ważnym wskaźnikiem gospodarczym, określającym straty ponoszone przez dystrybutorów energii elektrycznej oraz odbiorców, wskutek zaistniałej awarii, jest wartość niedostarczonej energii elektrycznej ΔA . Wartość tego parametru jest zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy ze stacji, linii lub złącza, w którym wystąpiła awaria. Jej wartość można wyznaczyć z zależności [2, 3]:

$$(13) \quad \Delta A = P_{sr} \cdot t_p$$

gdzie: ΔA – wartość niedostarczonej energii elektrycznej, P_{sr} – średnia wartości mocy, pobieranej przez odbiorców,

ustalona na podstawie wykresów obciążeń, t_p – czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Otrzymane średnie wartości niedostarczonej do odbiorców energii, na skutek awarii w stacjach 110kV/SN oraz rozdzielniach SN wynoszą: dla przypadku analizy pełnej (z uwzględnieniem uszkodzeń układów EAZiS) $\bar{\Delta A} = 6268,22$ kW·h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{\Delta A} = 6943,84$ kW·h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością (3), natomiast odchylenie standardowe według zależności (4). Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla przypadku analizy pełnej $s = 11173,08$ kW·h oraz przedział ufności dla średniej $5677,35$ kW·h $< \Delta A < 6859,10$ kW·h, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $s = 11688,28$ kW·h oraz przedział ufności dla średniej $6287,32$ kW·h $< \Delta A < 7600,36$ kW·h.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno normalnym rozkładzie niedostarczonej energii dla przypadku analizy pełnej oraz o rozkładzie Weibulla dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS.

Wyznaczone wartości parametrów rozkładów wynoszą: dla przypadku analizy pełnej: $m = 7,5377$, $\sigma = 1,6718$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $b = 6790,35$, $\nu = 0,5271$.

Przebiegi empiryczne i teoretyczne wartości niedostarczonej energii, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawia rysunek 8.

Podsumowanie

Stacje transformatorowo-rozdzielcze 110kV/SN zwane GPZ-ami oraz rozdzielnie sieciowe RS są początkowymi punktami sieci dystrybucyjnych SN. Stąd ich niezawodność wpływa w sposób bezpośredni na wartości wskaźników określających ciągłość zasilania odbiorców końcowych (SAIDI, SAIFI, MAIFI, itp.), zwłaszcza w odniesieniu do sieci terenowych. Istnieje więc konieczność prowadzenia badań w celu określenia wskaźników oraz właściwości niezawodnościowych tych obiektów. Szczególne znaczenie mają tu badania oparte na wieloletnich obserwacjach ich eksploatacji.

W artykule przedstawiono analizę awaryjności stacji elektroenergetycznych 110kV/SN oraz rozdzielni sieciowych RS. Analizę przeprowadzono dwutorowo. Jako analizę wszystkich awarii stacji oraz z pominięciem uszkodzeń układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sterowniczej. Na podstawie przeprowadzonych badań wyznaczono średni czas trwania odnowy stacji: dla analizy pełnej $\bar{t}_a = 18,26$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{ab} = 17,52$ h, średni czas trwania wyłączeń awaryjnych: dla analizy pełnej $\bar{t}_{wa} = 12,30$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{wab} = 12,51$ h, oraz średni czas przerwy w zasilaniu odbiorców: dla analizy pełnej $\bar{t}_p = 2,19$ h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\bar{t}_{pb} = 2,37$ h, a także średnią wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców dla przypadku analizy pełnej (z uwzględnieniem uszkodzeń układów EAZiS) $\Delta\bar{A} = 6268,22$ kW·h oraz dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS $\Delta\bar{A} = 6943,84$ kW·h. Wyznaczono funkcje gęstości prawdopodobieństwa, a także dokonano ich weryfikacji. Zaproponowane rozkłady prawdopodobieństwa są rozkładami logarytmiczno-normalnymi, Weibulla oraz wykładniczymi.

Intensywność uszkodzeń stacji 110kV/SN wynosi: dla przypadku analizy pełnej: $\bar{\lambda} = 817,93 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $\bar{\lambda}_b = 589,86 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$. Intensywność wyłączeń awaryjnych tych stacji jest mniejsza niż intensywność awarii (dla przypadku analizy pełnej: $\bar{\lambda}_{wa} = 657,31 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$, natomiast dla przypadku analizy bez uwzględniania układów EAZiS: $\bar{\lambda}_{wab} = 538,79 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$), co sugeruje, iż wiele awarii jest usuwanych bez konieczności wyłączenia stacji, np. poprzez wykorzystywanie prac pod napięciem na poziomie napięć średnich. Intensywność występowania przerw w zasilaniu odbiorców także jest znacznie mniejsza niż intensywność awarii (dla przypadku analizy pełnej:

$\bar{\lambda}_p = 536,06 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$, natomiast dla przypadku

analizy bez uwzględniania układów EAZiS:

$\bar{\lambda}_{pb} = 475,24 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot pole}$), co sugeruje, iż w stacjach

tych istnieje możliwość rezerwowego zasilania odbiorców.

Dokonano także analizy przyczyn oraz sezonowości awarii. Na jej podstawie można wyciągnąć wniosek, iż przeglądy, remonty oraz pomiary w stacjach 110kV/SN oraz w rozdzielniach RS powinny być wykonywane w miesiącach luty-kwiecień oraz październik i listopad. Są to bowiem miesiące o najmniejszej intensywności awarii tych obiektów. Okresem zwiększonej intensywności uszkodzeń są miesiące letnie (maj – wrzesień) oraz zimowe (styczeń, grudzień).

Najczęstszymi przyczynami uszkodzeń stacji są procesy starzeniowe oraz wyładowania atmosferyczne.

Przeprowadzono analiza wykazała ścisłą zależność intensywności uszkodzeń stacji GPZ i RS od temperatury otoczenia (Rys. 4). Dla temperatur powyżej 21°C oraz poniżej -5°C intensywność uszkodzeń wzrasta znacznie w porównaniu do intensywności w przedziale temperatury od -5°C do 21°C.

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

LITERATURA

- [1] Chojnacki A., *Analiza niezawodności stacji elektroenergetycznych SN/nN w warunkach eksploatacji*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2005
- [2] Chojnacki A., *Porównanie wskaźników niezawodnościowych różnych typów odgromników eksploatowanych w krajowych sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia*. XVIII Konferencja Naukowo-techniczna Bezpieczeństwo elektryczne ELSAF 2011. Szklarska Poręba, 21-23 września 2011r., s. 83-92
- [3] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013
- [4] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN w warunkach eksploatacji*. Archiwum Energetyki tom XXXVII (2006), Nr 2, s. 147 – 168
- [5] Greń J., *Modele i zadania statystyki matematycznej*. PWN, Warszawa 1982
- [6] Horak J., Popczyk J., *Eksploatacja elektroenergetycznych linii rozdzielczych*. WNT, Warszawa 1985
- [7] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992
- [8] Kujaszczyk S. i in., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. PWN, Warszawa 1994
- [9] Popczyk J., *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*. WNT, Warszawa 1991
- [10] Sozański J.: *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1990
- [11] Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa, 1982