

Dr inż. Andrzej PURCZYŃSKI
Instytut Politechniczny
Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Kaliszu

PODSTAWY OCENY WSKAŹNIKÓW ZAWODNOŚCI ZASILANIA ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

Streszczenie

W opracowaniu przedstawiono elementy teorii niezawodności i analizy obliczeniowej w odniesieniu do zagadnień wyznaczania wskaźników zawodności zasilania energią elektryczną odbiorców. Omówiono podstawowe modele i struktury niezawodnościowe występujące w różnych układach elektroenergetycznych. Otwiera to możliwość wyceny kosztów dostarczania energii dla odbiorców wymagających zwiększonej ciągłości zasilania.

Spis treści

1. Wprowadzenie.....	2
2. Jakość energii elektrycznej a niezawodność zasilania energią elektryczną.....	3
3. Pojęcia podstawowe teorii niezawodności w zastosowaniu do elektroenergetyki.....	3
4. Modele niezawodnościowe elementów systemu.....	7
5. Podstawowe struktury niezawodnościowe i przykłady obliczeń.....	10
6. Klasyfikacja niezawodnościowych metod obliczeniowych wskaźników.....	20
7. Uwagi końcowe i wnioski.....	21
8. Literatura.....	23

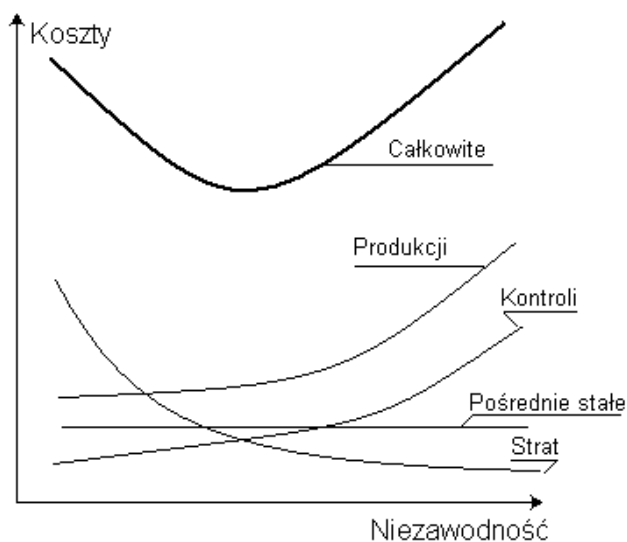
1. Wprowadzenie

Ocena wskaźników zawodności zasilania jest sprawą kluczową dla prawidłowego prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną pomiędzy dostawcą a jej odbiorcą. Oszacowanie współczynnika zawodności (współczynnik nieciągłości zasilania) dla danego układu zasilającego umożliwi przykładowo wyznaczenie kosztów związanych ze stratami wynikającymi z przerw w zasilaniu:

$$K_s = k_w \cdot P \cdot q_z \cdot t_p \quad (1.1)$$

gdzie: K_s – koszty strat, k_w – jednostkowy koszt niedostarczenia jednej kWh, P – moc zapotrzebowana, q_z – zastępczy współczynnik zawodności (wzór 3.11), t_p – planowany czas pracy.

Ekonomiczny aspekt niezawodności ilustruje poglądowy rysunek (Rys. 1), z którego wynika m. in., że zabieganie o podniesienie niezawodności wyrobów bez względu na koszty nie ma uzasadnienia ekonomicznego. Należy raczej dążyć do zminimalizowania kosztów całkowitych, które są wypadkową z jednej strony kosztów bezpośrednich produkcji (materiały, robocizna), kosztów kontroli i badań związanych z jakością i niezawodnością, a z drugiej strony kosztami strat związanych z obsługą gwarancyjną, przestojami itp.



Rys. 1. Ekonomiczny aspekt niezawodności

Odbiorcy, którzy w wystąpieniach o techniczne warunki zasilania lub w umowie ze sprzedawcą energii, zgłoszą wymagania zapewnienia zwiększonej niezawodności zasilania muszą się liczyć z podwyższoną opłatą za część stałą usługi dystrybucyjnej w wysokości zależnej od realizowanego stopnia pewności zasilania. Wyznaczenie obiektywne tego stopnia nie jest jednak proste i obejmuje zagadnienia związane z teorią prawdopodobieństwa, statystyką matematyczną i charakterystyką urządzeń elektroenergetycznych. Analiza niezawodności systemów elektroenergetycznych (SEE) stanowi złożony problem niezależny od istotnych zagadnień jakości energii elektrycznej.

2. Jakość energii elektrycznej a niezawodność zasilania energią elektryczną

Nie należy utożsamiać jakości energii z niezawodnością zasilania. Problematyka niezawodności zasilania dotyczy procesu dostarczania energii obejmującego jej wytwarzanie, przesył i rozdział.

Jakość energii jest określona przez jej parametry zwykle identyfikowane z charakterystykami napięcia i obejmuje takie kategorie jak:

- obniżenia lub zwwyżki napięcia;
- zapady napięcia i przepięcia;
- przebiegi przejściowe;
- odkształcenia harmoniczných.

Obydwa pojęcia jakości energii i niezawodności zasilania mieszczą się w potocznym rozumieniu niezawodnej dostawy energii elektrycznej do punktów przyłączenia odbiorców w postaci wymaganej do zasilania urządzeń elektrycznych i prawidłowego przebiegu procesów technologicznych. Właściwe jest zatem posługiwanie się określeniami [1]:

- jakość dostawy energii elektrycznej;
- jakość zasilania energią elektryczną;
- jakość zaopatrywania w energię elektryczną.

Należy jednak przy tym pamiętać, że każde z wymienionych wyżej określeń obejmuje zarówno zagadnienia jakości energii elektrycznej, niezawodności zasilania i jakości obsługi odbiorcy.

3. Pojęcia podstawowe teorii niezawodności w zastosowaniu do elektroenergetyki

We współczesnej literaturze technicznej [2] termin *niezawodność* występuje w kontekście zdolności urządzenia lub systemu do funkcjonowania zgodnie z przeznaczeniem w określonych warunkach eksploatacyjnych i w przewidywanym czasie. W tym ujęciu niezawodność nie jest synonimem pewności. Tadeusz Kotarbiński, ze względu na dwuznaczność terminu w języku polskim, proponował wprowadzenie do techniki określenia *polegliwość*, jednak ta propozycja nie została przyjęta. W innych językach istnieją osobne terminy określające niezawodność (techniczną), np. ang. *reliability*, fran. *fiabilité*, niem. *zuverlässigkeit*, czy ros. *надѣжность*.

Niezawodność może być także rozpatrywana jako element zespołu wzajemnych uwarunkowań (ang. *dependability*), obejmujących ponadto dyspozycyjność (ang. *availability*), obsługiwalność (ang. *maintainability*) i bezpieczeństwo (ang. *security*) [3].

Niekiedy niezawodność jest definiowana jako prawdopodobieństwo poprawnej pracy w określonych warunkach eksploatacyjnych i w wymaganym przedziale czasu [4]. W dalszej części tego opracowania tak rozumiane prawdopodobieństwo będzie jedynie miarą funkcji niezawodności (wzór 3.1).

$$R(t) = \mathbf{P}(T \geq t) \quad (3.1)$$

gdzie: $R(t)$ – funkcja niezawodności, $\mathbf{P}(T \geq t)$ – prawdopodobieństwo, że zmienna losowa T osiągnie wartość większą lub równą t .

Funkcja niezawodności może być także określona zależnością (3.2)

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \mathbf{P}(T < t) \quad (3.2)$$

gdzie: $F(t)$ – dystrybuanta (funkcja uszkodzalności), która określa prawdopodobieństwo $\mathbf{P}(T < t)$ wystąpienia uszkodzenia przed upływem czasu t .

Dystrybuanta i funkcja niezawodności są związane z funkcją rozkładu gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \mathbf{P}(T = t) \quad (3.3)$$

$$f(t) = - \frac{dR(t)}{dt} \quad (3.4)$$

Funkcja rozkładu niezawodności pozwala określić czwartą, bardzo ważną charakterystykę funkcyjną czasu zdatności nazywaną funkcją hazardu (ryzyka) lub funkcją intensywności uszkodzeń (3.5) i oznaczaną przez $\lambda(t)$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{d \ln R(t)}{dt} \quad (3.5)$$

Funkcja intensywności uszkodzeń może być określana jako warunkowa funkcja gęstości trwałości przy warunku, że $T > t$ (wzór 3.6)

$$\lambda(t) = f(t | T \geq t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (3.6)$$

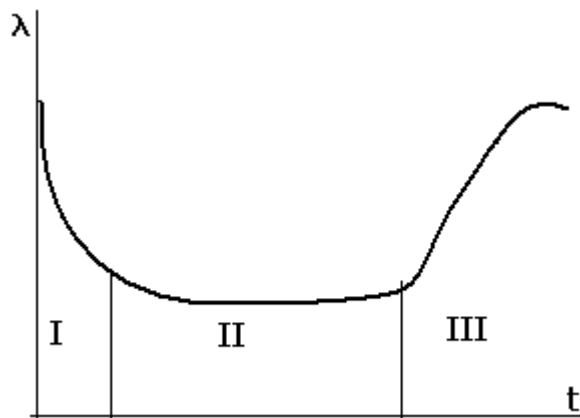
Funkcję $\lambda(t)$ można oszacować doświadczalnie obserwując liczbę urządzeń N i ustalając ile z nich ulegnie uszkodzeniu Δn w przedziale czasu Δt , gdy na początku obserwacji było urządzeń $n(t)$ sprawnych elementów (wzór 3.7)

$$\lambda_n(t) = \frac{\Delta n}{\Delta t \cdot n(t)} \quad (3.7)$$

gdzie: $\lambda_n(t)$ - oszacowanie doświadczalne funkcji intensywności uszkodzeń.

Typowy przebieg funkcji intensywności uszkodzeń, także dla większości urządzeń elektroenergetycznych przedstawia rysunek (Rys. 2). Przedział I obejmuje tzw. okres adaptacji, w którym funkcja λ od pewnej wartości maleje. Jest to okres ujawniania się nieprawidłowości w projektowaniu lub wykonaniu. Produkty dobrej jakości przechodzą ten okres w fazie testowania wyrobów nim jeszcze zostaną skierowane do eksploatacji. Okres II charakteryzuje się prawie stałą intensywnością uszkodzeń $\lambda(t) = const$. Pod koniec tego okresu zaczynają występować w coraz większym stopniu procesy zużycia, co skutkuje wzrostem intensywności uszkodzeń w dalszym czasie pracy urządzenia. Niewielkie załamanie krzywej pod koniec okresu III wynika z małej liczby sprawnych urządzeń.

Intensywność uszkodzeń linii napowietrznych lub kablowych jest zwykle wyrażana w stosunku do stu kilometrów i okresie czasu równym jeden rok. Dla takich urządzeń jak transformatory, wyłączniki, odłączniki itp. intensywność uszkodzeń jest odnoszona do stu sztuk, a w przypadku szyn do stu pól rozdzielni (Tablica 1).



Rys. 2. Typowy przebieg funkcji intensywności uszkodzeń

Tablica 1 zawiera spotykane w literaturze dane parametrów niezawodnościowych elementów systemu elektroenergetycznego. Dane te pochodzą zwykle z pracy [4] i obejmują badania prowadzone już dość dawno, bo w latach 1968 – 1974. Parametry niezawodnościowe współczesnych urządzeń są prawdopodobnie znacznie lepsze, ale w publikacjach brak jest kompleksowych opracowań związanych z tym zagadnieniem.

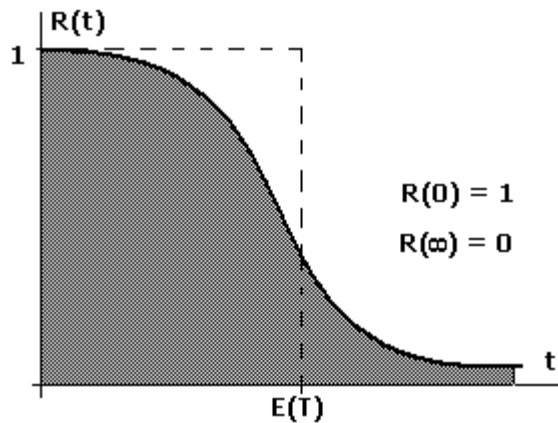
Ważnym wskaźnikiem niezawodności urządzeń jest wartość oczekiwana $E(T)$, inaczej zwana nadzieją matematyczną (fran. *Espérance*) czasu poprawnej pracy

$$E(T) = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (3.8)$$

Wzór 3.8 wskazuje, że urządzenie o danej funkcji niezawodności $R(t)$ jest równoważne urządzeniu o idealnej niezawodności $R(t) = 1$ i trwałości równej $E(T)$, dla czasu z przedziału $(0, E(T)]$, co pokazuje rysunek (Rys. 3).

Tablica 1. Parametry niezawodnościowe urządzeń elektroenergetycznych [4]

Lp.	Urządzenie	Jednostka j	Średnia intensywność uszkodzeń $d_s, [1/(a \cdot 100 \text{ j})]$	Średni czas przeboju $t_s, [h]$	Współczynnik zawodności q
1.	Linia napowietrzna 110 kV	km	1,5	6	$1 \cdot 10^{-5}$
2.	Transformator 110/15 kV	szt	6	12	$8 \cdot 10^{-5}$
3.	Wyłącznik 110 kV	szt	3	6	$2 \cdot 10^{-5}$
4.	Odłącznik 110 kV	szt	0,8	4	$0,4 \cdot 10^{-5}$
5.	Szyny zbiorcze (rozdz. napowiet.)	pole	4	4	$1,8 \cdot 10^{-5}$
6.	Linia napowietrzna 30 kV	km	6,5	13,2	$9,8 \cdot 10^{-5}$
7.	Transformator SN	szt	4,8	29,2	$16 \cdot 10^{-5}$
8.	Wyłącznik SN	szt	13,2	5,5	$8,3 \cdot 10^{-5}$
9.	Wyłącznik mało- olejowy SN	szt	34	-	$21,3 \cdot 10^{-5}$
10.	Odłącznik SN	szt	0,55	8,7	$5,5 \cdot 10^{-5}$
11.	Szyny zbiorcze 15 kV; 30 kV	pole	0,32	9,8	$0,36 \cdot 10^{-5}$
12.	Linia napowietrzna 0,4 kV	km	15	4	$6,8 \cdot 10^{-5}$
13.	Linia kablowa 0,4 kV	km	6	12	$8,2 \cdot 10^{-5}$
14.	Wyłącznik zwarciovowy 0,4 kV	szt	1,5	3	$0,5 \cdot 10^{-5}$
15.	Linia kablowa 15 kV	km	22	12	$30 \cdot 10^{-5}$
16.	Linia kablowa 6 kV	km	24,4	59	$164 \cdot 10^{-5}$
17.	Rozdzielnica otwarta 0,4 kV	pole	1	3	$0,3 \cdot 10^{-5}$



Rys. 3. Geometryczna interpretacja wzoru 3.8

Wartość oczekiwaną przybliża wartość średnia czasu przestoju t_s (Tablica 1), przy czym

$$t_s = \lim_{m \rightarrow \infty} \frac{\sum_{i=1}^m t_{si}}{m} \cong \frac{\sum_{i=1}^m t_{si}}{m} \quad (3.9)$$

Podobnie można wyrazić średni czas poprawnej pracy t_p

$$t_p = \lim_{m \rightarrow \infty} \frac{\sum_{i=1}^m t_{pi}}{m} \cong \frac{\sum_{i=1}^m t_{pi}}{m} \quad (3.10)$$

Na podstawie średnich czasów przestoju i pracy można określić ważny wskaźnik tzw. współczynnik zawodności, nazywany także współczynnikiem niezdatności lub współczynnikiem awaryjności q . W praktycznych obliczeniach inżynierskich wykorzystuje się zależność

$$q = \frac{t_s}{t_s + t_p} = \frac{\lambda t_s}{1 + \lambda t_s} \cong \frac{\lambda t_s}{8760} \quad (3.11)$$

We wzorze 3.11 wprowadzono uproszczenia wynikające z założeń, że zależność dotyczy modelu o rozkładzie wykładniczym (pkt. 4), występuje relacja $\lambda t_s \ll 1$ oraz roczny czas eksploatacji jest równy 8760 h.

4. Modele niezawodnościowe elementów systemu

W punkcie 3 wspomniano o modelu wykładniczym niezawodności. Jest to model oparty na funkcji gęstości opisanej równaniem (wzór 4.1)

$$f(t) = \begin{cases} 0 & \text{dla } t \leq 0 \\ \lambda \exp(-\lambda t) & \text{dla } t > 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

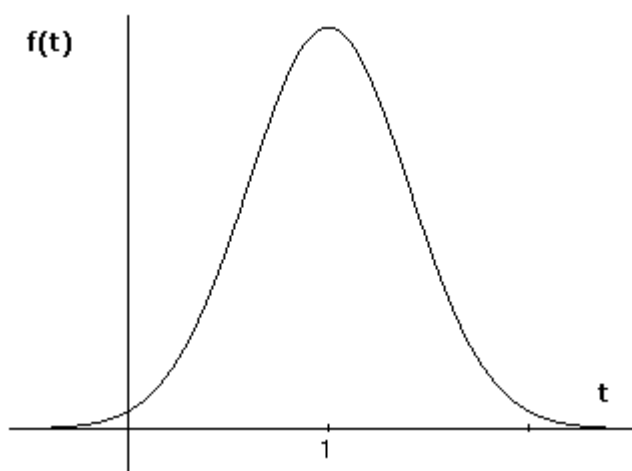
Rozkład wykładniczy jest bardzo wygodny w obliczeniach ze względu na prostą postać funkcji niezawodności $R(t) = \exp(-\lambda t)$ dla $t > 0$. Należy jednak pamiętać, że jako model czasu poprawnej pracy urządzeń elektroenergetycznych ma zastosowanie ograniczone do przedziału czasowego, w którym parametr λ ma wartość stałą. Jest on natomiast często stosowany jako model opisujący czas trwania napraw lub przeglądów urządzeń.

Drugim bardzo często wykorzystywanym modelem jest rozkład normalny czasu poprawnej pracy t . Funkcja gęstości rozkładu ma postać

$$f(t) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(t - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad \text{dla } (-\infty < t < \infty) \quad (4.2)$$

gdzie: μ – wartość oczekiwana, σ – odchylenie standardowe.

Zmienna losowa czasu T może przyjmować wartości w przedziale $(-\infty, +\infty)$, co w warunkach technicznych nie może być realizowane. Do zastosowań inżynierskich wprowadza się różne modyfikacje tego rozkładu takie jak rozkład logarytmicznie normalny, rozkład normalny ucięty, czy rozkład normalny przesunięty w stronę wartości dodatnich tak iż część ujemna nie wpływa znacząco na uzyskiwane wyniki.

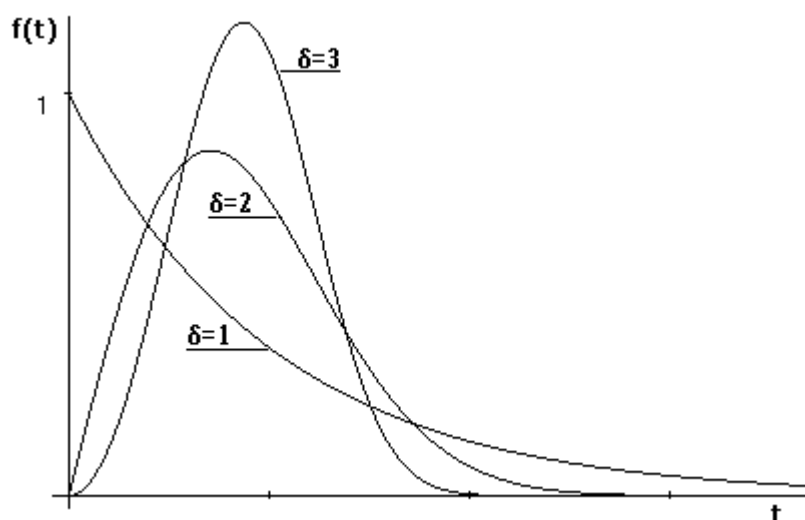


Rys. 4. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa dla rozkładu normalnego

W roku 1939 szwajcarski inżynier W. Weibull zaproponował funkcję rozkładu gęstości prawdopodobieństwa na podstawie badań trwałości zmęczeniowej materiałów i czasu pracy maszyn oraz urządzeń. Funkcja ta ma postać

$$f(t) = \frac{\delta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\delta-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\delta\right] \quad \text{dla } t \geq 0 \quad (4.3)$$

Jest to dwu parametrowy rozkład o parametrze kształtu $\delta > 1$ i parametrze skali η . Później (Gumbel 1958 r.) rozkład ten zidentyfikowano jako jeden z asymptotycznych rozkładów wartości ekstremalnych.



Rys. 5. Rozkład Weibulla dla różnych wartości parametrów kształtu δ

Rys. 5 pokazuje, że zmiana wartości parametru kształtu w dużym stopniu zmienia przebieg funkcji. Dla $\delta = 1$ mamy przebieg zgodny z modelem wykładniczym, dla $\delta = 2$ funkcja ma postać rozkładu Rayleigha, a dla wartości $\delta > 3$ postać rozkładu w coraz większym stopniu przybliża rozkład normalny.

Proste modele teoretyczne rozkładów mają małe znaczenie praktyczne. Dla urządzeń elektroenergetycznych tworzone są rozkłady złożone z więcej niż jednej zmiennej.

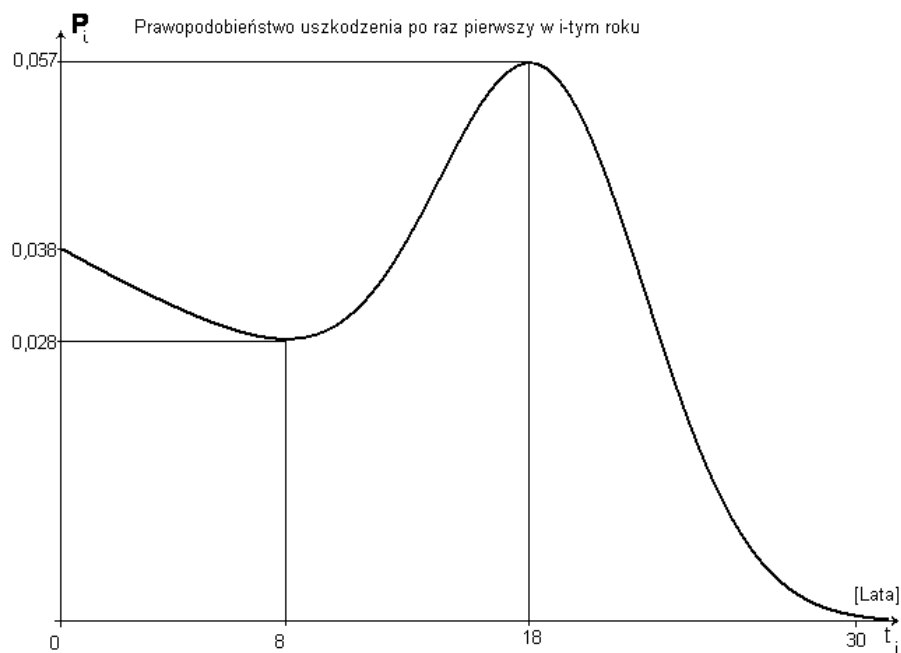
■ Przykład 1

Przykładowo, jeśli przyjmiemy, że rozkład czasu eksploatacji transformatora do chwili wystąpienia uszkodzeń katastroficznych (np. spowodowanych wyładowaniem atmosferycznym), można uważać za wykładniczy ze średnią roczną intensywnością uszkodzeń $\lambda = 0,039$ 1/a, natomiast rozkład uszkodzeń wynikający ze stopniowych zmian parametrycznych starzeniowych i zużycia elementów daje się opisać rozkładem normalnym o wartości oczekiwanej $\mu = 20$ a oraz odchyleniu standardowym $\sigma = 4$ a; to prawdopodobieństwo zajścia uszkodzenia transformatora po raz pierwszy w roku i-tym P_i określa zależność

$$P_i = \exp[-(i-1)\lambda \Delta t] [1 - F_s(t_{i-1})] \left[1 - \exp(-\lambda \Delta t) + \frac{F_s(t_i) - F_s(t_{i-1})}{1 - F_s(t_{i-1})} \exp(-\lambda \Delta t) \right] \quad (4.4)$$

gdzie: $F_s(t_i)$ – wartość dystrybuanty rozkładu normalnego dla czasu t_i , Δt – przedział czasu tu równy jest jeden rok.

Wyniki obliczeń wg wzoru 4.4 i przyjętych danych przedstawia rysunek (Rys. 6). Obliczenia były wykonane w zakresie czasowym od 1 do 32 lat. Przebieg tej funkcji nawiązuje w pewnym stopniu do krzywej wannowej (Rys. 2).



Rys. 6. Wyniki obliczeń wg wzoru 4.4



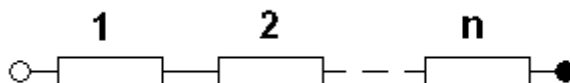
Więcej o rozkładach i ich parametrach charakterystycznych oraz opracowywaniu danych z badań i obserwacji można znaleźć np. w skrypcie [5].

5. Podstawowe struktury niezawodnościowe i przykłady obliczeń

Najczęściej spotykanymi strukturami niezawodnościowymi są [6]:

- szeregową;
- równoległą;
- szeregowo-równoległą i równoległo-szeregową;
- mostkową.

System ma strukturę szeregową w sensie niezawodności, jeśli uszkodzenie jakiegokolwiek jego elementu powoduje uszkodzenie całego systemu (Rys. 7).



Rys. 7. Struktura szeregową

Jeśli założymy, że:

- czasy poprawnej pracy elementów systemu są niezależnymi zmiennymi losowymi o dystrybuantach $F_i(t)$;

- w czasie uszkodzenia stan elementów nie ulega zmianie (brak napraw i wpływu elementów uszkodzonych na sprawne),
to funkcja niezawodności takiego systemu $R_s(t)$ określona jest wyrażeniem

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = \prod_{i=1}^n [1 - F_i(t)] \quad (5.1a)$$

gdzie: $R_i(t)$ - funkcja niezawodności i-tego elementu, $F_i(t)$ – dystrybuanta i-tego elementu.

$$q_s(t) \cong \sum_{i=1}^n q_i \quad \text{dla } q_i < 0,01 \varepsilon < (1 \div 3) \% \quad (5.1b)$$

gdzie: q_s – współczynnik zawadności systemu o strukturze szeregowej, ε – błąd zaokrąglenia.

Intensywność uszkodzeń systemu o strukturze szeregowej λ_s jest określona sumą intensywności uszkodzeń elementów składowych λ_i (wzór 5.1)

$$\lambda_s(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \quad (5.2)$$

W przypadku gdy elementy połączone szeregowo są jednakowe o dystrybuancie F_o i jest ich wiele $n \gg 1$, prawdopodobieństwo uszkodzenia systemu F_s przed czasem t można wyznaczyć z zależności 5.3

$$F_s(t) = 1 - \exp[n \ln(1 - F_o)] \quad (5.3)$$

Po rozwinięciu w szereg zależność 5.3 można uprościć do postaci

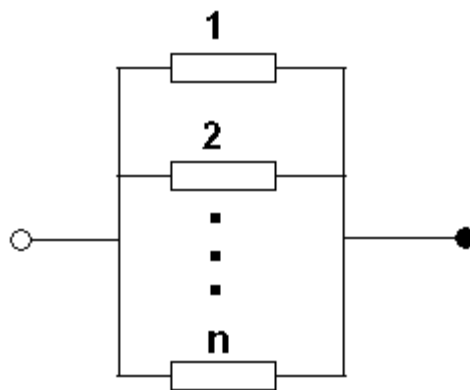
$$1 - [1 - F_o(t)]^n = n F_o(t) + \frac{n(n-1)}{2} F_o^2(t) + \dots \quad (5.4)$$

$$F_s(t) \cong n F_o(t) \quad \text{dla } F_o(t) \ll 1$$

Wykorzystanie w analizach niezawodnościowych *prawa iloczynu* (wzór 5.1), prowadzi do wniosku, że niezawodność struktury szeregowej jest zawsze mniejsza od niezawodności najsłabszego elementu. Z wielu obserwacji wynika jednak, że jest to stwierdzenie zbyt pesymistyczne i alternatywę dla niego stanowi *prawo najsłabszego ogniwa łańcucha*. Mówi ono o tym, że w przypadku stwierdzenia niewielkiego rozproszenia cech wytrzymałościowych urządzeń (ogniw) systemu o strukturze szeregowej, jego niezawodność jest wyznaczana przez niezawodność najsłabszego ogniwa.

Tak więc niezawodność struktur szeregowych jest zasadniczo określana prawem iloczynu w odniesieniu do np. masowo produkowanych elementów elektronicznych, natomiast prawo najsłabszego ogniwa stosuje się do urządzeń elektroenergetycznych, a także do środków transportu i urządzeń mechanicznych.

System ma strukturę równoległą w sensie niezawodności, jeśli jest on zdatny do wykonania swoich zadań, gdy przynajmniej jeden jego element jest zdatny (Rys. 8).



Rys. 8. Struktura równoległa

Jeśli czasy poprawnej pracy są zmiennymi niezależnymi poszczególnych elementów systemu równoległego, to jego niezawodność $R_r(t)$ można opisać równaniem 5.5

$$R_r(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)] = 1 - \prod_{i=1}^n F_i(t) \quad (5.5a)$$

$$q_r = \prod_{i=1}^n q_i \quad (5.5b)$$

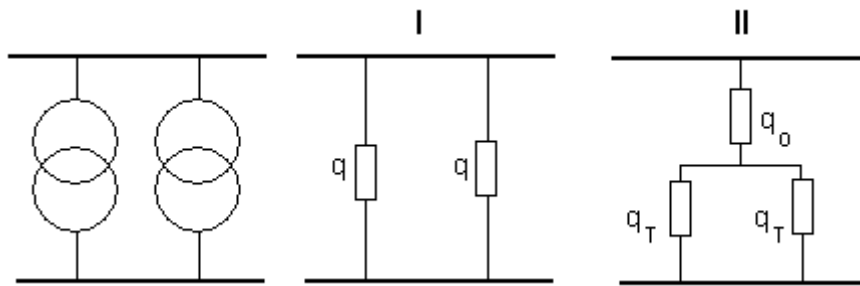
gdzie: q_r – współczynnik zawodności systemu o strukturze równoległej.

System o strukturze równoległej można rozpatrywać również w kategoriach trwałości. Z tego punktu widzenia jest to system, którego trwałość jest zdeterminowana trwałością najmocniejszego ogniwa.

Tworzenie tego typu struktur opiera się na zasadzie redundancji (łac. *redundantia* – nadmiar), czyli dołączania elementów nadmiarowych, których zadaniem jest zwiększenie niezawodności i trwałości systemu. Skalę wpływu elementów nadmiarowych (rezerwy) na zawodność systemu przedstawia krótki przykład obliczeniowy.

■ Przykład 2

Rozpatrywane są dwie struktury niezawodnościowe I i II. W przypadku I są dwa układy zabezpieczeniowe podłączone indywidualnie do każdego z transformatorów. W przypadku II oszczędnościowo jest podłączony jeden układ zabezpieczający obydwu transformatory (Rys. 9).



Rys. 9. Przykładowe struktury niezawodnościowe

Założmy, że w układzie równoległym dwóch transformatorów (Rys. 9) współczynnik zawodności q_o oznacza zawodność układu zabezpieczeniowego, a q_T - zawodność samego transformatora

$$q = q_o + q_T$$

Dla danych (wartości nie występujące w rzeczywistych układach, tu uzasadnione celem przykładu): $q = 0,01$, przy czym $q_o = 0,001$, $q_T = 0,009$ w przypadku:

- I. Otrzymujemy: $q_I = q \cdot q$, czyli $q_I = 0,01^2 = 0,0001$.
- II. Otrzymujemy: $q_{II} = q_o + q_T^2$, czyli $q_{II} = 0,001 + 0,009^2 = 0,001081$.

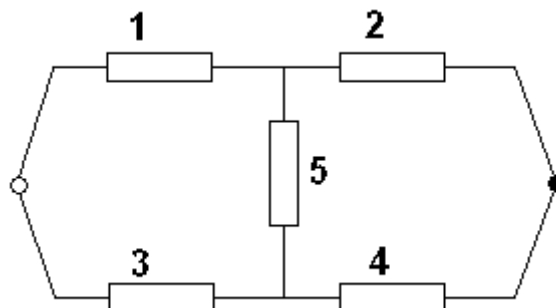
Należy zwrócić uwagę na rząd wartości otrzymanych w obydwu przypadkach ($q_I \ll q_{II}$ mimo iż $q_o \ll q_T$).



Rys. 10 przedstawia tzw. strukturę mostkową. Funkcja niezawodności takiego systemu R_m jest określona wzorem 5.6

$$R_m = R_1R_2 + R_3R_4 + R_1R_3R_5 + R_2R_4R_5 - R_1R_2R_3R_4 - R_1R_2R_3R_5 - R_1R_2R_4R_5 - R_1R_3R_4R_5 + R_2R_3R_4R_5 + 2 R_1R_2R_3R_4R_5 \quad (5.5)$$

Dla skrócenia zapisu we wzorze 5.5 pominięto zapis zależności wszystkich funkcji niezawodności od czasu np. $R_m(t)$.



Rys. 10. Struktura mostkowa

W rzeczywistych systemach o mniejszym stopniu złożoności wykorzystuje się przede wszystkim struktury szeregową i równoległą wprowadzając pewne zmiany do zależności

wynikające z konieczności uwzględnienia wpływu zabezpieczeń i automatyki na niezawodność układów elektroenergetycznych. Przyjmuje się, że najczęściej spotykanymi układami sieciowymi są układy dwuelementowe [8] (dwuliniowe lub stacje dwutransformatorowe). W układach tych współzależność uszkodzeń jest uwzględniana za pomocą współczynnika współzależności. Określa on jaką część uszkodzeń jednego elementu powoduje zakłócenia w pracy drugiego elementu gdy są one powiązane konstrukcyjnie. Ma to miejsce np. dla dwóch torów linii dwutorowej, dwóch systemów szyn zbiorczych w rozdzielnicy, czy dla dwóch transformatorów ustawionych w jednym pomieszczeniu i pracujących na wspólne szyny zbiorcze.

Orientacyjne wartości współczynników współzależności uszkodzeń wynoszą dla dwóch:

- torów linii napowietrznej dwutorowej $k = 0,15$;
- kabli średniego napięcia ułożonych obok siebie $k = (0,02 \div 0,1)$;
- systemów szyn w rozdzielnicy dwusystemowej $k = 0,1$.

W obliczeniach tych uwzględnia się także w pewnym stopniu przerwy w zasilaniu spowodowane okresowymi przeglądami i naprawami planowanymi. Przerwy konserwacyjne określa się średnim czasem trwania wyłączenia w ciągu roku.

Na rysunku (Rys. 11) przedstawiono schemat układu zasilającego węzeł W dwustronnie z rezerwą jawną (100%) i z przełączaniem za pomocą automatyki SZR. Analiza niezawodności tego przypadku jest szczególnie ważna, gdyż ten układ pracy jest często wykorzystywany w praktyce [9]. Węzeł W jest normalnie zasilany drogą 1. Gdy na tej drodze nastąpi uszkodzenie dopływu automatyka SZR dokonuje przełączenia na tor 2. Czas trwania przełączenia pomija się.

Wyznaczane są dwa wskaźniki zawodności:

- oczekiwana liczba przerw zasilania węzła W w roku D_w ;
- wskaźnik zawodności układu zasilającego węzeł W, oznaczony jako Q_w .

$$D_w = [D_{12} + (D_1 - D_{12}) k_{SZR}] \left(1 - \frac{\tau_1 + \tau_2}{T} \right) + D_1 \frac{\tau_2}{T} + D_2 \frac{\tau_1}{T} + d_w \quad (5.6)$$

$$Q_w = \left[Q_{12} + (D_1 - D_{12}) k_{SZR} \frac{t_p}{T} \right] \left(1 - \frac{\tau_1 + \tau_2}{T} \right) + D_1 \frac{\tau_2 t_1}{T^2} + D_2 \frac{\tau_1 t_2}{T^2} + q_w \quad (5.7)$$

gdzie:

D_{12} – liczba przerw równoczesnych obydwu dróg zasilania,

D_1, D_2 – oczekiwane liczby przerw w pracy 1 i 2 dróg zasilania,

k_{SZR} – współczynnik brakujących działań automatyki SZR,

T – czas pracy w roku (zwykle 8760 h),

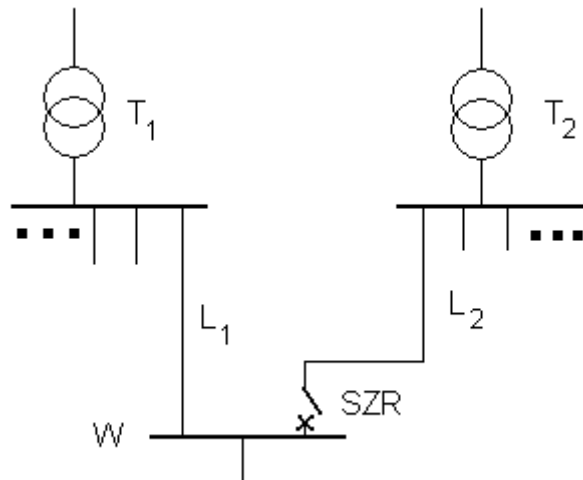
t_p – czas przełączeń realizowanych przez obsługę,

t_1, t_2 – czasy trwania zakłócenia jednej drogi zasilania podczas planowanego wyłączenia drugiej drogi jest równy czasowi naprawy tej drogi lub odstąpienia od konserwacji,

τ_1, τ_2 – czasy planowanych przeglądów i remontów w ciągu roku odpowiednio dla drogi 1 i 2,

d_w – oczekiwana liczba uszkodzeń węzła W w roku,

Q_{12} – wskaźnik zawodności dla obydwu dróg zasilania,
 q_w – współczynnik zawodności węzła zasilanego W .



Rys. 11. Dwustronne zasilanie węzła odbiorczego W

Średnia liczba zakłóceń likwidowanych przez automatykę SZR (wzór 5.6) może być wyznaczona z zależności 5.8

$$D_{SZR} = (D_1 - D_{12}) \left(1 - \frac{\tau_1 + \tau_2}{T} \right) \quad (5.8)$$

D_{12} i Q_{12} są określone zależnościami

$$D_{12} = D_1 \cdot Q_2 + D_2 \cdot Q_1 + \sum_{i=1}^u (d_{1i} + d_{2i}) \cdot k \quad (5.9)$$

$$Q_{12} = Q_1 \cdot Q_2 + \sum_{i=1}^u (d_{1i} + d_{2i}) \cdot k \cdot \frac{t_{pi}}{T}$$

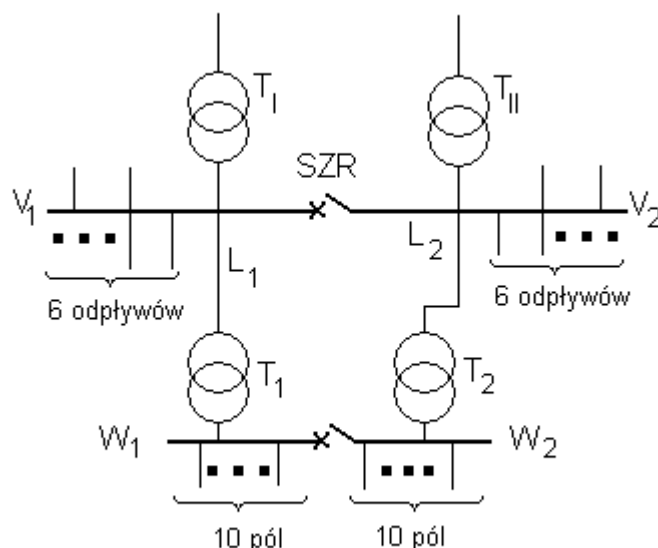
przy czym: d_{1i} , d_{2i} – częstość uszkodzeń i -tego urządzenia drogi zasilania 1 lub 2, w którym mogą wystąpić uszkodzenia współzależne; k – współczynnik współzależności uszkodzeń.

Gdy zamiast automatyki stosowane jest ręczne przełączanie, wtedy $k_{SZR} = 1$ i wzory 5.6 oraz 5.7 upraszczają się. Ostatni składnik w wyrażeniach 5.9 pozwala uwzględnić współzależność uszkodzeń urządzeń. Jeśli takiej współzależności nie ma składnik ten należy pominąć.

■ Przykład 3

Dla układu przedstawionego na rysunku (Rys. 12) obliczyć wskaźnik zawodności zasilania odbiorów węzła W podzielonego na dwie sekcje $W1$ i $W2$ po dziesięć pól w każdej. Sekcje są załączane ręcznie ze średnim czasem przełączeń $t_p = 0,3$ h. Należy przyjąć 100% rezerwy jawnej załączanej automatycznie wyłącznikiem SZR w węźle V . Transformatory T_I i T_{II} są jednakowe 110/15 kV, a także transformatory T_1 i T_2 są jednakowe 15/0,4 kV. Roczny czas przerw planowych dla transformatorów 110/15 kV wynosi $\tau_1 = \tau_2 = 80$ h. W sekcjach V_1 i V_2 węzła V znajduje się po dziesięć pól, w tym po siedem pól odpływowych. Średni czas trwania przerwy na jednej drodze zasilania węzła W , gdy druga jest planowo wyłączona wynosi $t_1 = t_2 = 4$ h. Jest to zwykle czas równy czasowi naprawy lub zrezygnowania z remontu albo konserwacji. Współczynnik zadziałań niepotrzebnych zabezpieczeń $d_{zn} = 0,018$.

Średni czas trwania przerw spowodowanych niepotrzebnymi zadaniami zabezpieczeń $t_{zn} = 1$ h. Współczynnik działań brakujących automatyki SZR $k_{SZR} = 0,07$, a współczynnik brakujących zadaniami zabezpieczeń $k_b = 0,03$. Przyjmuje się, że źródła zasilania obydwu linii pracują bezawaryjnie, tzn. ich współczynniki zawadności zasilania $q_z = 0$. Pozostałe dane potrzebne do obliczeń znajdują się w tabelicy (Tablica 1).



Rys. 12. Schemat układu obliczanego w przykładzie 2

Współczynnik zadaniami niepotrzebnymi d_{zn} lub inaczej, częstość roczna zadaniami, gdy nie ma potrzeby jest dla łuku zasilającego wyznaczany przez iloraz

$$d_{zn} = \frac{\text{liczba zadaniami niepotrzebnymi w roku}}{\text{liczba zainstalowanych zabezpieczeń}} \left[\frac{1}{a} \right]$$

natomiast współczynnik zadaniami brakujących jest określony przez

$$k_b = \frac{\text{liczba zadaniami brakujących w roku}}{\text{liczba zadaniami potrzebnych w roku}}$$

Dla węzła określa się liczbę zakłóceń przeniesionych d_{zb} , wynikających z braku prawidłowego działania zabezpieczeń $m - 1$ odpytywów

$$d_{zb} = k_b \cdot \sum_{i=1}^{m-1} d_i \quad (5.10)$$

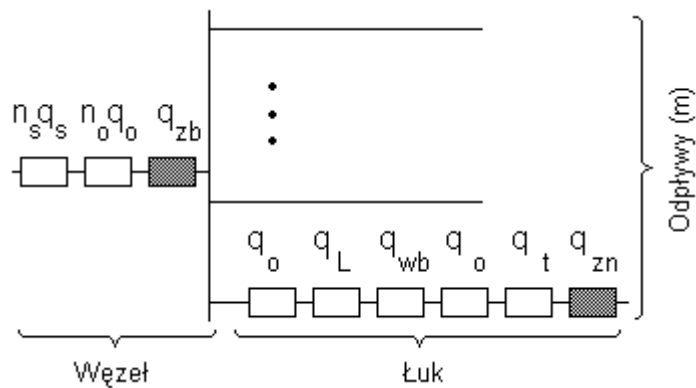
Układ przedstawiony na rysunku (Rys. 12) należy przekształcić na prostą strukturę szeregową z elementami zastępczymi: łuk I (q_I), węzeł V₁ (q_{v1}), łuk I (q_I) i węzeł W₁ (q_{w1}) jak przedstawiono to na rysunku (Błąd: Nie znaleziono źródła odwołania).

Tablica 2. Elementy struktury niezawodnościowej układu

Element struktury	Schemat zastępczy
Łuk I	$q_z \quad q_{wa} \quad q_t \quad q_{wb} \quad q_{zn} \quad q_1 = q_{II}$
Węzeł V ₁	$n_s q_s \quad n_o q_o \quad q_{zb} \quad q_{v1} = q_{v2}$
Łuk 1	$q_o \quad q_L \quad q_{wb} \quad q_o \quad q_t \quad q_{zn} \quad q_1 = q_2$
Węzeł W ₁	$n_s q_r \quad q_{w1} = q_{w2}$

Tablica 2 pokazuje elementy składowe poszczególnych fragmentów struktury niezawodnościowej i ich odpowiedniki zastępcze oznaczone współczynnikami zawodności:

- dla łuku I: q_z – źródło, q_{wa} – wyłącznik 110 kV, q_t – transformator 110/15 kV, q_{wb} – wyłącznik 15 kV, q_{zn} – zabezpieczenie określone zadziałaniami nieprawidłowymi;
- dla łuku: q_o – odłącznik 15 kV, q_L – linia kablowa 15 kV, q_{wb} – wyłącznik 15 kV, q_t – transformator 15/0,4 kV, q_{zn} – zabezpieczenie łuku 1 określone zadziałaniami nieprawidłowymi;



Rys. 13. Sposób uwzględniania zabezpieczeń (q_{zb} , q_{zn}) w strukturze niezawodnościowej

- dla węzła V₁: q_s – szyny zbiorcze 15 kV odniesione do jednego pola, gdzie n_s – liczba wszystkich pól, q_o – odłącznik 15 kV, gdzie n_o – liczba odłączników w sekcji, q_{zb} – zabezpieczenie pól odpiływowych związane z zadziałaniami brakującymi i przeniesionymi z pozostałych ($m - 1$) pól odpiływowych do węzła V₁;
- dla węzła W₁: q_r – pole rozdzielnic 0,4 kV, gdzie n_s – liczba pól sekcji węzła (tu: 10).

Obliczenia:

dla łuku I

$$d_I = d_{II} = d_z + d_{wa} + d_t + d_{wb} + d_{zn} \quad (5.11)$$

$$d_I = 0 + \frac{3}{100} + \frac{6}{100} + \frac{13,2}{100} + 0,018 = 0,238 \frac{1}{a}$$

Współczynnik zawodności zabezpieczeń określony w stosunku do zdarzeń niepotrzebnych $q_{zn} = d_{zn} \cdot t_{zn} / T$

$$q_I = q_{II} = q_z + q_{wa} + q_t + q_{wb} + q_{zn} \quad (5.12)$$

$$q_I = 0 + \frac{3 \cdot 6}{100 \cdot 8760} + \frac{6 \cdot 12}{100 \cdot 8760} + \frac{13,2 \cdot 5,5}{100 \cdot 8760} + \frac{0,018 \cdot 1}{8760} = 18,64 \cdot 10^{-5}$$

dla łuku 1

$$d_1 = d_2 = 2 \cdot d_o + d_L + d_{wb} + d_t + d_{zn} \quad (5.13)$$

$$d_1 = 2 \cdot \frac{0,55}{100} + \frac{22 \cdot 1}{100} + \frac{13,2}{100} + \frac{4,8}{100} + 0,018 = 0,427 \frac{1}{a}$$

$$q_1 = q_2 = 2 \cdot q_o + q_L + q_{wb} + q_t + q_{zn} \quad (5.14)$$

$$q_1 = 2 \cdot \frac{0,55 \cdot 8,7}{100 \cdot 8760} + \frac{22 \cdot 12}{100 \cdot 8760} + \frac{13,2 \cdot 5,5}{100 \cdot 8760} + \frac{4,8 \cdot 29}{100 \cdot 8760} + \frac{0,018 \cdot 1}{8760} = 55,5 \cdot 10^{-5}$$

dla węzła VI

$$d_{v1} = d_{v2} = n_s \cdot d_s + n_o \cdot d_o + d_{zb} \quad (5.15)$$

$$d_{v1} = \frac{10 \cdot 0,32}{100} + \frac{10 \cdot 0,55}{100} + 0,03 \cdot (7-1) \cdot 0,427 = 0,164 \frac{1}{a}$$

$$q_{v1} = q_{v2} = n_s \cdot q_s + n_o \cdot q_o + q_{zb} \quad (5.16)$$

przy czym: n_s – liczba pól w (sekcji) rozdzielnic; n_o – liczba odłączników szynowych;

$$q_{zb} = k_b \cdot \sum_{i=1}^{m-1} d_{1i} \quad (5.17)$$

Suma $\sum d_{1i}$ wyznacza liczbę zakłóceń od pozostałych odplywów ($m-1$), które mogą zostać przeniesione do węzła VI w wyniku brakujących zdarzeń ich układów zabezpieczających, co powoduje przerwę w zasilaniu także rozpatrywanego połączenia (łuk 1).

$$q_{v1} = \frac{10 \cdot 0,32 \cdot 9,8}{100 \cdot 8760} + \frac{10 \cdot 0,55 \cdot 8,7}{100 \cdot 8760} + \frac{0,03 \cdot (7-1) \cdot 0,427 \cdot 0,3}{8760} = 9,4 \cdot 10^{-5}$$

dla węzła W1

$$d_{w1} = d_{w2} = n_s \cdot d_r \quad (5.18)$$

$$d_{w1} = \frac{10 \cdot 1}{100} = 0,1 \frac{1}{a}$$

$$q_{w1} = q_{w2} = n_s \cdot q_r \quad (5.19)$$

$$q_{w1} = \frac{10 \cdot 1 \cdot 3}{100 \cdot 8760} = 3,4 \cdot 10^{-5}$$

gdzie q_r – współczynnik zawodności jednego pola rozdzielnicy.

Po wyznaczeniu parametrów niezawodnościowych elementów zastępczych można z wzorów 5.6 ÷ 5.9 wyznaczyć częstość przerw oraz współczynnik zawodności zasilania dla węzła VI przy czym

$$\begin{aligned} D_1 &= d_I; & D_2 &= d_{II} + d_{v2}; & Q_1 &= q_I; & Q_2 &= q_{II} + q_{v2}; \\ D_{12} &= D_1 \cdot Q_2 + D_2 \cdot Q_1; & Q_{12} &= Q_1 \cdot Q_2 \end{aligned} \quad (5.20)$$

po podstawieniu wartości

$$\begin{aligned} D_1 &= 0,238 \frac{1}{a}; & Q_1 &= 18,64 \cdot 10^{-5} \\ D_2 &= 0,238 + 0,164 = 0,402 \frac{1}{a}; & Q_2 &= 18,64 \cdot 10^{-5} + 9,4 \cdot 10^{-5} = 28 \cdot 10^{-5} \\ D_{12} &= 0,238 \cdot 28 \cdot 10^{-5} + 0,402 \cdot 18,64 \cdot 10^{-5} = 14,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a} \\ Q_{12} &= 18,64 \cdot 10^{-5} \cdot 28 \cdot 10^{-5} = 0,005 \cdot 10^{-5} \end{aligned}$$

Z zależności 5.6 i 5.7 otrzymujemy

$$\begin{aligned} D_{v1} &= \left[14,2 \cdot 10^{-5} + (0,238 - 14,2 \cdot 10^{-5}) \cdot 0,07 \right] \left(1 - \frac{80 + 80}{8760} \right) + \\ &+ 0,238 \frac{80}{8760} + 0,402 \frac{80}{8760} + 0,164 = 0,186 \frac{1}{a} \\ Q_{v1} &= \left[0,005 \cdot 10^{-5} + (0,238 - 14,2 \cdot 10^{-5}) \cdot 0,07 \frac{0,3}{8760} \right] \left(1 - \frac{80 + 80}{8760} \right) + \\ &+ 0,238 \frac{80 \cdot 4}{8760^2} + 0,402 \frac{80 \cdot 4}{8760^2} + 9,4 \cdot 10^{-5} = 9,73 \cdot 10^{-5} \end{aligned}$$

W ten sposób zostały określone D_{v1} – średnia roczna częstość przerw w zasilaniu sekcji węzła VI i współczynnik zawodności zasilania tej sekcji.

Kolejny krok obliczeń jest w zasadzie powtórzeniem przedstawionego algorytmu z tym, że teraz $k_{SZR} = 1$, bo mamy przełączanie ręczne zasilania rezerwowego i przyjmujemy oznaczenia $d_{v1} = d_{v2} = D_{v1}$, $q_{v1} = q_{v2} = Q_{v1}$.

Dalej otrzymujemy, podobnie jak we wzorach 5.19

$$\begin{aligned} D_1 &= d_{v1} + d_1; & D_2 &= d_{v2} + d_2 + d_{w2}; & Q_1 &= q_{v1} + q_1; & Q_2 &= q_{v2} + q_2 + q_{w2}; \\ D_{12} &= D_1 \cdot Q_2 + D_2 \cdot Q_1; & Q_{12} &= Q_1 \cdot Q_2 \end{aligned} \quad (5.21)$$

czyli

$$D_1 = 0,186 + 0,427 = 0,613 \frac{1}{a}$$

$$D_2 = 0,186 + 0,427 + 0,1 = 0,713 \frac{1}{a}$$

$$Q_1 = 9,73 \cdot 10^{-5} + 55,5 \cdot 10^{-5} = 65,23 \cdot 10^{-5}$$

$$Q_2 = 9,73 \cdot 10^{-5} + 55,5 \cdot 10^{-5} + 3,4 \cdot 10^{-5} = 68,63 \cdot 10^{-5}$$

$$D_{12} = 0,613 \cdot 68,63 \cdot 10^{-5} + 0,713 \cdot 65,23 \cdot 10^{-5} = 88,58 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$$

$$Q_{12} = 65,23 \cdot 10^{-5} \cdot 68,63 \cdot 10^{-5} = 0,045 \cdot 10^{-5}$$

Jeśli teraz przyjmiemy dodatkowo, że pominiemy czas przerw planowanych $\tau_1 = \tau_2 = 0$, to średnią częstość przerw w roku dla węzła *WI* wyznaczymy z zależności wg wzoru 5.6

$$D_{w1} = D_1 + d_{w1} \quad (5.22)$$

a współczynnik zawodności zasilania sekcji *WI* (wzór 5.7) z zależności

$$Q_{w1} = Q_{12} + (D_1 - D_{12}) \cdot \frac{t_p}{T} + q_{w1} \quad (5.23)$$

po podstawieniu wartości otrzymujemy:

$$D_{w1} = 0,613 + 0,1 = 0,713 \frac{1}{a}$$

$$Q_{w1} = 0,045 \cdot 10^{-5} + (0,613 - 88,58 \cdot 10^{-5}) \cdot \frac{0,3}{8760} + 3,4 \cdot 10^{-5} = 5,54 \cdot 10^{-5}$$

$$t_{w1} = \frac{5,54 \cdot 10^{-5} \cdot 8760}{0,713} = 0,681 h$$

gdzie t_{w1} – średni roczny czas przestoju dla odbiorów sekcji *WI*.



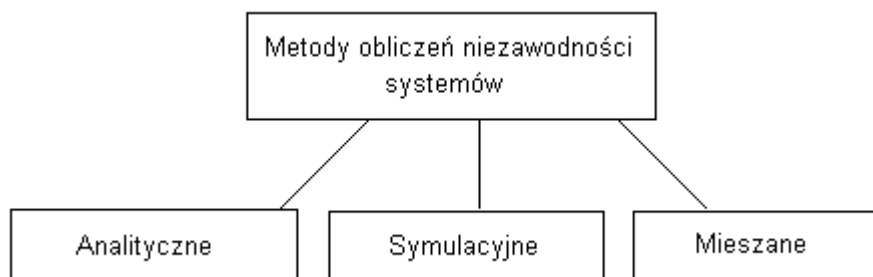
Podobne przykłady są przedstawione w [1, 8, 9, 10].

6. Klasyfikacja niezawodnościowych metod obliczeniowych wskaźników

Ocenę poziomu zawodności dostarczania energii elektrycznej można przeprowadzić posługując się:

- wynikami pomiarów i danymi statystycznymi;
- analizą obliczeniową i badaniami symulacyjnymi;
- przepisami i normami.

Rys. 14 przedstawia podstawową klasyfikację metod obliczania niezawodności systemów elektroenergetycznych.



Rys. 14. Klasyfikacja podstawowa metod obliczeniowych niezawodności systemów

W zależności od zastosowanego aparatu matematycznego wśród metod analitycznych można wyróżnić metody [1]:

- przeglądu stanów;
- analizy strukturalnej minimalnych dróg i przekrojów (cięć) niesprawności;
- logiczne;
- drzewa uszkodzeń;
- łańcuchów i procesów Markowa.

Obliczenia dla systemów złożonych są bardzo uciążliwe, dlatego w tym zakresie w coraz większym stopniu wykorzystywane jest komputerowe wspomaganie obliczeń.

Do najważniejszych programów wspomagających obliczenia i symulacje niezawodności systemów oraz sieci elektroenergetycznych można zaliczyć [1, 11]:

- TRELSS, TPLAN, CREAM (USA),
- PROCOSE (Kanada),
- NIEZ (Polska, Politechnika Śląska),
- ZuBer (Niemcy),
- COMPASS (Wielka Brytania),
- GRARE (Włochy).

7. Uwagi końcowe i wnioski

Jest wiele wskaźników charakteryzujących niezawodność zasilania w systemach elektroenergetycznych. Do najpopularniejszych można jednak zaliczyć intensywność występowania przerw, średni czas przestoju i wskaźnik zawodności. Ich główną zaletą jest prostota obliczeń i wzajemne uzupełnianie informacji o pracy systemu.

Podstawowymi wadami obliczeń opartych na współczynniku zawodności są:

- nie uwzględnia zmienności obciążenia;
- wynik nie mówi o wypadkowej rocznej intensywności i rozkładzie czasów awarii;
- nie uwzględnia współzależności awarii.

Wszystkie metody analityczne opierają się na zgromadzonych danych statystycznych i jakość tego materiału w zasadniczy sposób określa wiarygodność uzyskanych wyników.

Dla systemów złożonych metody oparte na analizie prostych układów szeregowych i równoległych stają się mało wydajne.

Koszty nieciągłości zasilania zależą od takich czynników jak:

- rodzaj odbiorcy;
- wielkości energii niedostarczonej;
- stosowanej technologii;
- fazy procesu, w której wystąpiła przerwa;
- czasu trwania przerwy.

8. Literatura

- [1] Paska J., *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005
- [2] Laudyn D., Maksymiuk J., *Jakość i niezawodność w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1996
- [3] Maksymiuk J., *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003
- [4] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982
- [5] Glinkowski M., Kutzner J., Namyślak R., Purczyński A., *Laboratorium aparatów elektrycznych*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1986, nr 1294
- [6] Karpiński J., Firkowicz Sz., *Zasady profilaktyki obiektów technicznych*, PWN, Warszawa 1981
- [7] Bobrowski D., *Modele i metody matematyczne teorii niezawodności*, WNT, Warszawa 1985
- [8] Kujaszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2004, tom 2
- [9] Goc W., Mrowiec H., Urban J., *Wskazówki obliczania wskaźników niezawodności przemysłowych sieci elektroenergetycznych*, Elektroprojekt Warszawa VIII/1981, II reakcja
- [10] Kochel M., Niestępski S., *Elektroenergetyczne sieci i urządzenia przemysłowe*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003
- [11] Marzecki J., *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*, PWN, Warszawa 2001