



Michał DASZCZYSAK

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Katedra Elektroenergetyki

## Poprawa niezawodności urządzeń elektrycznych przy zarządzaniu ryzykiem

**Streszczenie.** W referacie przedstawiono zagadnienie poprawy niezawodności urządzeń elektrycznych przy zarządzaniu ryzykiem w aspekcie dwóch metod służących analizie ryzyka, a następnie zilustrowano powyższe przykładem obliczeniowym.

**Abstract.** (*Reliability improvement in the electric devices at risk management*). A problem relating to the reliability improvement in the electric devices by risk management in aspect of two methods for the risk analysis is presented and a calculation example is given.

**Słowa kluczowe:** awaryjność i niezawodność, zarządzanie niezawodnością, współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego.

**Keywords:** failure and reliability, risk management, economical safety coefficient.

### Wstęp

Ryzyko towarzyszące każdej ludzkiej działalności może odnosić się do zdrowia i bezpieczeństwa [6], gospodarki [5] lub oddziaływania na środowisko. Celem zarządzania ryzykiem jest zapobieganie lub ograniczanie:

- możliwości utraty życia, choroby lub urazu;
- zniszczenia mienia i wynikających z tego strat związanych z przerwami w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Zarządzanie ryzykiem wpływa więc na poprawę niezawodności urządzeń elektrycznych i w takim przypadku zarządzanie ryzykiem sprowadza się do zarządzania niezawodnością. Wspomniana problematyka znalazła swoje odzwierciedlenie w normie międzynarodowej IEC 300-3-9: 1995 *Dependability management* (tzn. Zarządzanie niezawodnością).

### Niezawodność urządzeń elektrycznych

Niezawodność urządzeń elektrycznych to zdolność dostarczania energii elektrycznej odbiorcom przy określonych parametrach ilościowych i jakościowych, w określonym czasie i warunkach. Ciągłość zasilania energią elektryczną może być zachowana przy utrzymaniu w ruchu wszystkich niezbędnych urządzeń elektroenergetycznych od miejsca wytwarzania energii, aż do jej zużycia. Jednak nawet w rozbudowanym układzie zasilania mogą wystąpić przerwy w dostawie energii powodowane:

- uszkodzeniami nie rezerwowanych elementów układu elektroenergetycznego,
- wadliwym działaniem zabezpieczeń i automatyki elektroenergetycznej,
- błędnymi decyzjami i czynnościami łączeniowymi obsługi,
- planowymi pracami konserwacyjnymi i remontowymi,
- ograniczeniami wynikającymi z deficytu mocy w systemie lub przeciążeniami elementów systemu.

W celu zwiększenia niezawodności zasilania, a głównie ograniczenia przerw w dostawie energii powodowanych zdarzeniami losowymi, stosuje się następujące rozwiązania [7]:

- powiela się liczbę możliwych dróg zasilania,
- zasila z różnych, niezależnych źródeł,
- rezerwuje się niektóre, szczególnie ważne linie oraz urządzenia i aparaty

Praca (sprawne działanie) urządzeń lub całych obiektów jest przerywana okresami postojów spowodowanych

różnymi przyczynami, w związku z czym można określić następujące pojęcia:

- *niezawodność* (pewność, ciągłość) zasilania wyrażoną współczynnikiem

$$(1) \quad p = \frac{t_p}{t_c}$$

oraz

- *zawodność* (nieciągłość) zasilania, oznaczającą brak dostawy energii, wyrażoną współczynnikiem

$$(2) \quad q = \frac{t_a}{t_c} = \frac{t_c - t_p}{t_c} = 1 - p$$

gdzie:  $t_p$  – łączny czas pracy,  $t_a$  – łączny czas przerw w zasilaniu,  $t_c$  – planowy przedział czasu pracy urządzenia.

### Zarządzanie ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem (*risk management*) to ciągły proces składający się z: identyfikacji ryzyka, oceny i analizy ryzyka, planowania obsługi ryzyka (manipulowania ryzykiem), obserwacji i kontroli zagrożeń. Do typowych strategii manipulowania ryzykiem można zaliczyć:

- akceptację, kiedy w przypadku wystąpienia niekorzystnej sytuacji trzeba ponieść wszystkie konsekwencje (np. koszty nie dostarczonej energii czy koszty wymiany uszkodzonego urządzenia),
- unikanie ryzyka, polegające na wyeliminowaniu ryzykownych elementów planowanej inwestycji (prowadzi to często do rezygnacji z atrakcyjnych, lecz ryzykownych rozwiązań),
- badania i analizę przyczyn ryzyka,
- zabezpieczenie, które ma za zadanie podjęcie działań zabezpieczających przed konsekwencjami ryzyka, np. poprzez odpowiednie sformułowanie kontraktu (umowy),
- transfer ryzyka, który może być analizowany w następujący sposób:
  - część ryzyka przenosi się na późniejszego klienta,
  - wykupienie ubezpieczenia,
  - wprowadzenie kar umownych dla podwykonawców,
- redukcję, która polega na podjęciu działań zmniejszających prawdopodobne straty (z reguły prowadzi ona do zwiększenia nakładów na planowaną inwestycję).

Czynniki ryzyka można podzielić na: rynkowe (np. zmiany cen surowców), polityczne, techniczne (np.

nowoczesne technologie), losowe (np. klęski żywiołowe). Prace nad normalizacją systemów zarządzania realizowane są w Polsce od 1998 r. W wyniku prac Polski Komitet Normalizacyjny ustanowił już trzy normy z serii PN-N-18000. Norma PN-N-18002 zawiera ogólne wytyczne w zakresie oceny ryzyka zawodowego i może być stosowana przez przedsiębiorstwa wdrażające systemy zarządzania.

Efektom prac nad analizą ryzyka w systemach technicznych jest wydana w latach 1999-2001 norma PN-IEC 60300-3, która powstała na bazie normy międzynarodowej IEC 300-3.

### Metody analizy

W celu analizy skutków zawodności (niezdatności) urządzenia można zastosować następujące metody:

- wstępną analizę zagrożenia (PHA),
- badanie zagrożeń i gotowości operacyjnej (HAZOP),
- analizę rodzajów i skutków niezdatności (FMEA),
- analizę drzewa niezdatności (FTA).

Oszacowanie ryzyka związanego z poszczególnymi zagrożeniami, zgodnie z polską normą [6], polega na ustaleniu:

- prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń,
- „ciężkości” szkodliwych następstw tych zagrożeń.

Podstawą do oszacowania ryzyka mogą być opinie ekspertów, a także informacje dotyczące m.in.:

- lokalizacji urządzenia,
- zidentyfikowanych zagrożeń i ich źródeł,
- możliwych skutków występujących zagrożeń.

### Manipulowanie ryzykiem

Poniżej przedstawiono dwie metody służące manipulowaniu ryzykiem (akceptacją):

- wartość dopuszczalną wielkości charakteryzującej narażenie ( $P_{dop}$ ),
- współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego ( $k_b$ ), które zobrazowano przykładem obliczeniowym.

### Wartość dopuszczalna wielkości charakteryzującej narażenie

W eksploatacji określa się dopuszczalne przekroczenia obowiązujących wymagań, wywodzących się z podejścia deterministycznego. W wytycznych ustalono następujące dopuszczalne przekroczenia zwarciowej wytrzymałości cieplnej urządzeń SN [7]:

- 30 % dla przewodów roboczych linii napowietrznych,
- 15 % dla żył roboczych kabli z izolacją papierową,
- 20 % dla urządzeń rozdzielczych.

### Współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego

Awaria jest to zdarzenie powstałe w wyniku niekontrolowanego rozwoju sytuacji (np. przekroczenie wymagań zwarciowych) w czasie eksploatacji urządzeń prowadzące do strat [6].

Warunek dopuszczenia przekroczeń wymagań zwarciowych, wynikający z rachunku gospodarczego, bez uwzględnienia zagrożeń ludzi, można zapisać nierównością [3,7]:

$$(3) \quad K_n \geq E[K_u]$$

Koszt  $K_n$  jest w ogólnym przypadku kosztem działań zmierzających do zmniejszenia liczby awarii spowodowanych przekroczeniami w sieci elektroenergetycznej. Do działań takich należy między innymi wymiana urządzenia na nowe, które spełni wymagania zwarciowe (tzw. koszt modernizacji). Koszt  $K_u$

obejmuje wszystkie skutki uszkodzenia, w tym również koszt nie dostarczonej energii.

Wartość oczekiwaną (przeciętną) kosztu usunięcia uszkodzenia  $E[K_u]$  oblicza się przyjmując następujące założenia:

- wszystkie uszkodzenia badanego urządzenia będą zachodziły z intensywnością  $\lambda_u = 1/T_u$ , która w okresie czasu  $< 0, \vartheta >$ , kiedy badane urządzenie pracuje, jest stała;  $T_u$  jest przeciętnym czasem między kolejnymi uszkodzeniami,
- uszkodzenie urządzenia polega na jego zniszczeniu, konieczna jest zatem jego wymiana na urządzenie o większej niezawodności.

Uwzględniając powyższe założenia, można napisać [3,7]:

$$(4) \quad E[K_u] = \int_0^{\vartheta} K_u (1+p)^{-\tau} \cdot \frac{e^{-\frac{\tau}{T_u}}}{T_u} d\tau,$$

gdzie:  $p$  to stopa dyskonta.

Przy rozpatrywaniu krótkich okresów czasu, rzędu kilku lat, tzn. przy założeniu, że  $T_u \gg \vartheta$ , wartość oczekiwaną kosztu usunięcia uszkodzenia można zapisać w uproszczonej postaci:

$$(5) \quad E[K_u] = K_u \cdot \frac{\vartheta}{T_u}$$

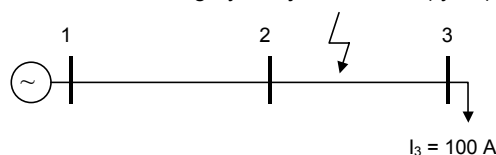
Na podstawie wzorów (3) i (5) definiuje się współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego  $k_b$ , który pozwoli określić, jakie działanie jest bardziej opłacalne - dopuszczenie do pracy z przekroczeniem, czy modernizacja:

$$(6) \quad k_b = \frac{K_n \cdot T_u}{K_u \cdot \vartheta}$$

przy czym jeżeli  $k_b < 1$ , to konieczna jest wymiana urządzenia, a jeśli  $k_b \geq 1$ , to ze względów ekonomicznych badane urządzenie może dalej pracować (tzn. spełniony jest warunek dopuszczenia przekroczeń wymagań zwarciowych).

### Przykład obliczeniowy

Omawiane zagadnienia zilustrowano prostym przykładem elektroenergetycznej sieci 15 kV (rys.1).



Rys.1. Schemat analizowanej sieci

Pomiędzy punktami 1 i 2 znajduje się analizowana linia kablowa 15 kV o przekroju żyły roboczej 35 mm<sup>2</sup> i długości 1 km. Pomiędzy punktami 2 i 3 znajduje się napowietrzna linia 15 kV o przekroju przewodu roboczego 35 mm<sup>2</sup> i długości 10 km, na której występują zwarcia z intensywnością  $\lambda_z = 0,018$  zwarć/km-rok.

Dla powyższych danych obliczono wartości maksymalne prądów zwarcia:

- trójfazowego  $I_{z3f} = 11,257$  kA,
- dwufazowego  $I_{z2f} = 9,749$  kA.

Zwarcia w linii napowietrznej skutkują efektami cieplnymi w linii kablowej. W oparciu o [8] wyznaczono wartość cieplnej wytrzymałości zwarciowej analizowanego kabla:

$$(7) \quad I_{gr} = J_{c1} \cdot s \cdot \sqrt{\frac{1}{t_z}},$$

gdzie:

$J_{c1}$  – obciążalność zwarciowa jednosekundowa w A/mm<sup>2</sup>,  
 $s$  – przekrój żyły kabla w mm<sup>2</sup>,  
 $t_z$  – czas zwarcia.

Obciążalność zwarciowa jednosekundowa [8] zależy od:

- temperatury kabla w chwili zwarcia,
- rodzaju materiału, z którego wykonane są żyły kabla,
- temperatury granicznej przy zwarcu.

W oparciu o dane z przykładu otrzymano, że  $I_{gr} = 10,293$  kA. Oznacza to, że tylko elektrotermiczne oddziaływanie trójfazowych prądów zwarciowych należy wziąć pod uwagę.

Opierając się na statystykach [4] przyjmuje się, że udział zwarców trójfazowych ( $L_z$  3f) w ogólnej liczbie zwarców, w sieciach elektroenergetycznych wynosi 5 %.

Ponieważ maksymalny prąd zwarcia w rozpatrywanej sieci jest większy od wartości cieplnej wytrzymałości zwarciowej analizowanego kabla ( $I_{max} = 11,257$  kA >  $I_{gr} = 10,293$  kA), to kabel może ulec uszkodzeniu na skutek zwarcia w linii napowietrznej. W takim więc razie jego niezawodność uległa obniżeniu. Należy, więc przeprowadzić analizę nie-zawodnościową urządzenia elektrycznego.

*Wartość dopuszczalna wielkości charakteryzującej narażenie:*

W rozpatrywanym przypadku  $I_{dop} = 1,15 \cdot I_{gr}$ , tzn.:

$$I_{dop} = 1,15 \cdot 10,293 = 11,837 > 11,257$$

Oznacza to, że ze względu na wartość dopuszczalną wielkości charakteryzującej narażenie (15 %) można zaakceptować ryzyko i obniżoną niezawodność analizowanej linii.

*Współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego:*

Wartość trójfazowego prądu zwarciowego płynącego przez linię kablową, w zależności od miejsca zwarcia, można wyznaczyć ze wzoru:

$$(8) \quad I(l) = \frac{1,1 \cdot U_N}{\sqrt{3 \cdot |(Z_{lk} + Z_{olin} \cdot l)|}}$$

gdzie:

$U_N$  – napięcie znamionowe linii (15000 V),  
 $Z_{lk}$  – impedancja linii kablowej,  
 $Z_{olin}$  – impedancja jednostkowa linii napowietrznej,  
 $l$  – odległość od punktu 2 do miejsca zwarcia w km.

W oparciu o wzór (8) opisujący wartość prądu zwarciowego płynącego przez linię kablową, można wyznaczyć funkcję gęstości tego prądu [7]:

$$(9) \quad f_I(I) = \frac{1,1 \cdot U_N}{\sqrt{3} |Z_{ln}| \cdot I^2}$$

gdzie:

$Z_{ln}$  – impedancja linii napowietrznej.  
 Przy czym, jak łatwo sprawdzić, zachodzi zależność:

$$(10) \quad \int_{I_{min}}^{I_{max}} f_I(I) \cdot dI = 1$$

gdzie:

$I_{min} = 977$  A – minimalna wartość prądu zwarcia.

Prawdopodobieństwo przekroczenia cieplnej wytrzymałości zwarciowej wynosi:

$$(11) \quad p_{pr} = \int_{I_{min}}^{I_{max}} f_I(I) \cdot dI = 9 \cdot 10^{-3}$$

Intensywność uszkodzeń (awarii)  $\lambda_u$  wyniesie:

$$(12) \quad \lambda_u = L_{z3f} \lambda_u \cdot \lambda_z \cdot L \cdot p_{pr}$$

gdzie:

$L$  – długość linii napowietrznej w km.

Stąd:

$$\lambda_u = 0,05 \cdot 0,018 \cdot 10 \cdot 9 \cdot 10^{-3} = 8,1 \cdot 10^{-5} \text{ uszkodzeń/rok}$$

W takim razie przeciętny czas między kolejnymi uszkodzeniami wyniesie  $T_u = 12\,346$  lat.

Ponieważ koszt działań zmierzających do zmniejszenia awaryjności (koszt modernizacji) jest w przybliżeniu równy kosztowi usunięcia uszkodzenia (przy niewielkich kosztach nie dostarczonej energii), to w oparciu o wzór (6) można stwierdzić, że ze względów ekonomicznych badane urządzenie może dalej pracować.

## Podsumowanie

Podczas zarządzania niezawodnością analizowanego urządzenia elektrycznego należy:

- zidentyfikować ryzyko,
- ocenić skutki zawodności,
- zastosować jedną ze strategii manipulowania ryzykiem,
- monitorować pracę całej sieci elektroenergetycznej wraz z badanym urządzeniem.

W przypadku analizowanym w artykule obydwie zaprezentowane metody, służące manipulowaniu ryzykiem, pozwalają zaakceptować ryzyko i obniżoną niezawodność badanej linii.

*Prezentowany artykuł jest finansowany z badań statutowych realizowanych w Katedrze Elektroenergetyki AGH w Krakowie, w 2003 roku.*

## LITERATURA

- [1] Bełdowski T., Markiewicz H., Stacje i urządzenia elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 1992.
- [2] Daszczyszak M., Zarządzanie ryzykiem w świetle wybranych praw UE, VI Konferencja Naukowa PE 2002, Częstochowa-Złoty Potok, 18-20 września 2002, str. 235-239.
- [3] Daszczyszak M., Awaryjność izolatorów wsporczych w czasie trwania zwarcia, VIII Symposium EUI'01, Zakopane, 18-20 października 2001, str. 83-87.
- [4] Kahl T., Sieci elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 1984.
- [5] PN-IEC 60300-3 Zarządzanie niezawodnością, PKN 2001.
- [6] PN-N-18002 Systemy zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy, PKN 2000.
- [7] Popczyk J., Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1991.
- [8] Strojny J., Strzałka J., Zbiór zadań z sieci elektrycznych, SU 1628, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków 2000.

**Autor:** dr inż. Michał Daszczyszak, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Katedra Elektroenergetyki, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, E-mail: [mdaszcz@agh.edu.pl](mailto:mdaszcz@agh.edu.pl)