

Ekonomicznie uzasadniony czas eksploatacji stacji GPZ i RS

Streszczenie. W artykule przedstawiona została analiza opłacalnego ekonomicznie okresu eksploatacji stacji 110kV/SN oraz rozdzielni SN, eksploatowanych w warunkach Polskich. Przedstawione zostały składniki kosztów eksploatacji tych stacji. Zaprezentowano zmienność średnich kosztów rocznych eksploatacji stacji w funkcji czasu ich użytkowania w zależności od przyjętej stopy akumulacji, średnich kosztów usuwania awarii oraz średniej wartości energii niedostarczonej do odbiorców podczas jednej awarii. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń wyznaczono opłacalny ekonomicznie (uzasadniony) czas eksploatacji stacji GPZ i RS. Analiza przeprowadzona została z uwzględnieniem rachunku dyskonta.

Abstract. The article presents an analysis of the cost-effective service life of the 110kV / MV station and MV distribution networks operated in Polish conditions. In paper has been presented the ingredients of operating costs of the station. Were presented the variation average annual cost of operating the station as a function of time of use depending on the assumed rate of accumulation, the average cost of troubleshooting and the average value of undelivered energy to the recipients in a single damage. On the basis of calculations determined a cost-effective (justified) the life of the MPS and switchgear stations. The analysis was carried out taking into account discount calculus. (**Economically valid lifetime of the main supply points and switchgear stations**).

Słowa kluczowe: stacje GPZ, rozdzielnie sieciowe RS, opłacalny czas eksploatacji, rachunek dyskonta.

Keywords: main supply points, switchgear stations, cost-effective operating time, discount calculus.

Wprowadzenie

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

Metoda wyznaczania optymalnego czasu eksploatacji obiektów elektroenergetycznych z uwzględnieniem ich zawodności

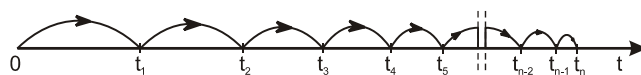
Stacja elektroenergetyczna jest obiektem naprawialnym. W przypadku awarii wymieniany lub naprawiany jest uszkodzony element, nie zaś cała stacja. W związku z

powyższym dalsze rozważania zostaną ograniczone do obiektów odnawialnych.

Praca obiektu odnawialnego charakteryzuje się następującymi cechami [2, 7, 11]:

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

Schemat pracy obiektu naprawialnego przedstawia rysunek 1.



Rys. 1. Schemat pracy obiektu naprawialnego (Rys. własny wg. [11])

W miarę upływu czasu każdy obiekt techniczny starzeje się i coraz częściej uszkadza. W takim przypadku koszty napraw przypadające na jednostkę czasu rosną. Powstaje więc pytanie, w którym momencie eksploatacji wycofać stare obiekty i zastąpić je nowymi o mniejszych kosztach użytkowania. Należy wziąć pod uwagę, iż zbyt wczesne wycofanie obiektu z eksploatacji powoduje występowanie znacznie większych kosztów reprodukcji rozszerzonej (koszty amortyzacji i akumulacji). Skoro więc przy krótkich czasach eksploatacji obiektu duże wartości posiadają koszty reprodukcji rozszerzonej, natomiast przy dłuższych znacznie wzrastają koszty zawodności, można intuicyjnie założyć, że istnieje taki czas T_{opt} , dla którego koszty łączne użytkowania obiektu posiadają minimum [2, 7, 11].

Jako podstawowe kryterium do wyznaczenia optymalnego czasu eksploatacji obiektów elektroenergetycznych przyjmowana jest minimalizacja jednostkowych kosztów ich użytkowania. Najczęściej jako jednostkę czasu przyjmuje się jeden rok. Przy ustalaniu funkcji celu, konieczne jest zastosowanie rachunku dyskonta, ponieważ koszty zawodności na skutek

zwiększania się liczby uszkodzeń wraz z czasem nie są wartością stałą.

Roczne koszty działania obiektów elektroenergetycznych można wyrazić zależnością [2, 7, 11]:

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

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

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

$$(2) \quad K_{rr} = K_{am} + K_{ak} = K_{n0} \cdot r$$

gdzie: K_{n0} – nakłady inwestycyjne sprowadzone do roku zerowego, wyznaczone z zależności [11]:

$$(3) \quad K_{n0} = \sum_{i=-n}^{i=T} K_{ni} \cdot (1+p)^{-i}$$

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

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

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

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

Koszty zawodności składają się z kosztów usuwania awarii (napraw poawaryjnych) K_{ua} , kosztów utraconego zysku za czas awarii K_{uz} , kosztów upustów i bonifikat dla odbiorców K_{up} oraz kosztów strat u odbiorców energii w wyniku awarii K_{odb} :

$$(6) \quad K_z = K_{ua} + K_{uz} + K_{up} + K_{odb}$$

Jeżeli w poszczególnych latach występują niejednakowe koszty, np. eksploatacji, zawodności, itp., wówczas można je uśrednić [2, 8, 11]:

$$(7) \quad K_{sr} = a_r \cdot \sum_{i=1}^{i=T} K_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

gdzie: K_i – koszty w i -tym roku.

Funkcją celu jest zależność (1). Występują w niej jednak koszty eksploatacyjne. Koszty te składają się dla obiektów elektroenergetycznych głównie z kosztów strat mocy i energii oraz kosztów utrzymania. Koszty te zmieniają się co prawda w czasie, ale nie zależą od chwili wymiany obiektu na nowy. Nie zależą one od tego, czy obiekt jest nowy, czy też ma za sobą wiele lat eksploatacji. W związku z powyższym koszty eksploatacyjne mogą zostać pominięte przy formułowaniu kryterium optymalizacyjnego. W takim przypadku funkcja celu ma postać:

$$(8) \quad K_r = K_{rr} + K_z$$

Jeżeli przyjmie się założenie, iż znane są następujące dane [2, 7, 11]:

- K_{no} – nakłady inwestycyjne obiektu [PLN/szt.];
- K_z – średnie, jednostkowe koszty naprawy awaryjnej, zgodnie z zależnością (6);
- funkcja intensywności awarii obiektu w postaci dyskretnych wartości $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_i$ odpowiadających intensywnościom awarii w kolejnych latach eksploatacji, wówczas, uśrednione za pomocą rachunku dyskonta koszty roczne obiektu można przedstawić w postaci zależności:

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

gdzie: k_z – średnie koszty zawodności przypadające na jedną awarię, λ_i – intensywność awarii w i -tym roku eksploatacji obiektu.

Zależność ta jest prawdziwa jeżeli koszty zawodności podlegają jedynie zmienności losowej. W takim przypadku można posługiwać się średnią wartością tych kosztów k_z . Jeżeli istnieje istotna zależność czasowa kosztów zawodności, wówczas zależność (9) powinna zostać przekształcona do postaci:

$$(10) \quad K_r(T) = K_{no} \cdot r(T) + a_r(T) \cdot \sum_{i=1}^{i=T} k_{zi} \cdot \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

gdzie: k_{zi} – średnie koszty zawodności przypadające na jedną awarię w i -tym roku eksploatacji obiektu.

Uwzględniając zależności (4) oraz (5), wzór (9) można zapisać następująco:

$$(11) \quad K_r(T) = K_{no} \cdot \frac{p \cdot (1+p)^T}{(1+p)^T - 1} + \frac{p}{(1+p)^T - 1} \cdot k_z \cdot \sum_{i=1}^{i=T} \lambda_i \cdot (1+p)^{T-i}$$

Ważnym zagadnieniem jest także dokładne ustalenie wartości kosztów zawodności k_z . Koszty te składają się z czterech podstawowych składników. Zazwyczaj największym są koszty usuwania awarii k_{ua} , które składają się z kosztów zakupu nowych urządzeń i podzespołów, kosztów pracy monterów, kosztów pracy sprzętu specjalistycznego (wozy kablowe, dźwigi, zwyżki, koparki, świdry, itp.) oraz kosztów przejazdu do miejsca awarii [3, 4, 5]. Kolejnym składnikiem jest utrata zysku przez spółkę dystrybucyjną k_{uz} , co związane jest z brakiem sprzedaży energii odbiorcom przez czas trwania awarii. Należy jednak uwzględnić, iż przez ten czas spółka dystrybucyjna nie kupuje energii od operatora systemu przesyłowego, co zmniejsza koszty zakupu energii. Strata jest więc mniejsza niż wynikałoby to z iloczynu ceny energii jaką płacą odbiorcy i niedostarczonej energii. Za czas przerwy w dostawie energii elektrycznej odbiorcy przysługuje prawo do upustów i bonifikat k_{up} w wysokości pięciokrotnego kosztu energii, którą odbiorca mógłby pobrać, gdyby awaria nie miała miejsca. Teoretyczną wartość tej energii ustala się na podstawie poboru energii przez odbiorcę w analogicznym czasie innej doby. Pod uwagę należy wziąć także straty u odbiorców energii elektrycznej k_{odb} wynikające z ograniczenia ich aktywności życiowej, pogorszenia warunków sanitarnych oraz strat zniszczeniowych (głównie żywności) [6, 9]. Korzystając z zależności (6) łączne

jednostkowe straty zawodnościowe można zapisać w postaci:

$$(12) \quad k_z = k_{ua} + k_{uz} + k_{up} + k_{odb} = \\ = k_{ua} + (k_{sprz} - k_{zak}) \cdot \Delta A + 5 \cdot k_{sprz} \cdot \Delta A + k_{Ab} \cdot \Delta A$$

gdzie: k_{ua} – koszt usuwania awarii w PLN, k_{uz} – koszt utraty zysku w PLN, k_{up} – koszt upustów i bonifikat dla odbiorców w PLN, k_{odb} – koszt strat u odbiorców w PLN, k_{sprz} – jednostkowy koszt sprzedaży energii przez spółkę dystrybucyjną dla odbiorców w PLN/kWh, k_{zak} – jednostkowy koszt zakupu energii przez spółkę dystrybucyjną w PLN/kWh, k_{Ab} – jednostkowy koszt strat u odbiorców w PLN/kWh, ΔA – energia elektryczna niedostarczona do odbiorców w wyniku awarii w kWh.

Zależność (11) stanowi funkcję celu. Należy ją więc minimalizować poprzez znalezienie takiego czasu T_{opt} , dla którego zależność osiąga wartość najmniejszą. Oznacza to wówczas, że pod względem gospodarczym najbardziej opłacalna jest wymiana obiektu na nowy w końcu roku T_{opt} . Minimalizacja zależności (11) musi się odbywać na drodze kolejnych podstawień, gdyż jest to zależność nieróżniczkowalna [2, 7, 11].

W pewnych sytuacjach może się zdarzyć, iż zależność (11) nie będzie posiadała minimum, lub minimum będzie występowało dla bardzo dużych wartości T . W takim przypadku optymalną strategią jest ciągle dokonywanie napraw, aż do chwili, gdy kolejna naprawa będzie niemożliwa i dopiero wówczas nastąpi likwidacja starego obiektu i jego zastąpienie nowym. Aby zależność (11) posiadała minimum muszą być spełnione dwa warunki [1, 2, 11]:

- funkcja intensywności uszkodzeń musi wykazywać charakter rosnący (przynajmniej lokalnie);
- stosunek K_z/K_{no} powinien być większy od jedności.

W przypadku niespełnienia chociaż jednego z tych warunków, zależność (11) nie posiada minimum, co wskazuje na brak gospodarczego uzasadnienia wymiany profilaktycznej obiektu na nowy.

Wyznaczanie optymalnego czasu eksploatacji stacji 110kV/SN oraz rozdzielni RS

Przeprowadzona została obszerna analiza ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji stacji transformatorowo – rozdzielczych 110kV/SN oraz rozdzielni SN. Analizy powyższej dokonano na podstawie aktualnych danych pochodzących z dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w Polsce. Dane te dotyczyły zarówno awaryjności stacji, jak i wskaźników gospodarczo-finansowych.

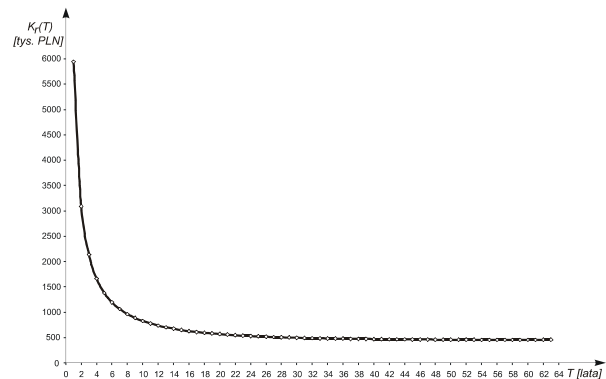
Przyjęte do analizy uśrednione wartości współczynników są następujące:

- koszt inwestycyjny nowej standardowej stacji 110kV/SN: $K_{no} = 5\,500\,000$ PLN/szt. (przyjęto koszt uśredniony, gdyż rzeczywisty koszt budowy stacji jest zależy od stopnia jej złożoności i mieści się w bardzo szerokim przedziale);
- średni koszt usuwania awarii (koszt dystrybutora): $k_{ua} = 6783,15$ PLN;
- koszt jednostkowy sprzedaży energii dla odbiorców (wartość uśredniona dla odbiorców komunalno-bytowych wg. taryfy OSD): $k_{sprz} = 0,41$ PLN/kWh;
- koszt jednostkowy zakupu energii przez dystrybutora (wg. danych CIRE oraz URE): $k_{zak} = 0,22$ PLN/kWh;
- koszt jednostkowy strat u odbiorców zasilanych ze stacji 110kV/SN, wg. [6]: $k_{Ab} = 13,70$ PLN/kWh;

– średnia wartość energii niedostarczonej na skutek awarii w stacji 110kV/SN: $\Delta A = 6268,22$ kWh.

W tabeli 1 przedstawione zostały wyniki obliczeń współczynnika reprodukcji rozszerzonej (raty kapitałowej) wynikającego z przyjęcia amortyzacji progresywnej, współczynnika amortyzacji progresywnej oraz średnich kosztów rocznych eksploatacji stacji GPZ, RS i RPZ w funkcji lat eksploatacji, dla empirycznej funkcji intensywności wyznaczonej w odrębnych badaniach Autora oraz przy przyjętej wartości stopy akumulacji $p = 0,08$.

Na rysunku 2 przedstawiona została zależność średnich kosztów rocznych użytkowania stacji 110kV/SN w funkcji lat jej eksploatacji, dla $p = 0,08$.



Rys. 2. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo – rozdzielczej 110kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji

Analizując dane z tabeli 1 oraz wykres na rysunku 2 można stwierdzić, iż optymalny czas eksploatacji wynosi około 58 lat. Oznacza to, iż stacja powinna zostać zastąpiona nową w końcu 58 roku eksploatacji. Jest to czas bardzo długi. Większość stacji jest w całości wymieniana lub poddawana generalnym remontom przed upływem tego czasu, co jest związane z ich znacznym stopniem wyeksploatowania. W związku z powyższym należy stwierdzić, iż głównym kryterium decyzji o budowie nowej stacji GPZ lub RS powinny być kryteria techniczne a nie ekonomiczne. Jedynie dla nielicznych stacji, których praca trwa powyżej wyznaczonego progu 58 lat, należy się zastanowić czy ich dalsza eksploatacja jest uzasadniona pod względem ekonomicznym.

W takim przypadku optymalną strategią eksploatacji jest ciągle dokonywanie napraw, aż do chwili, gdy kolejna naprawa będzie niemożliwa i dopiero wówczas nastąpi likwidacja starego obiektu i jego zastąpienie nowym.

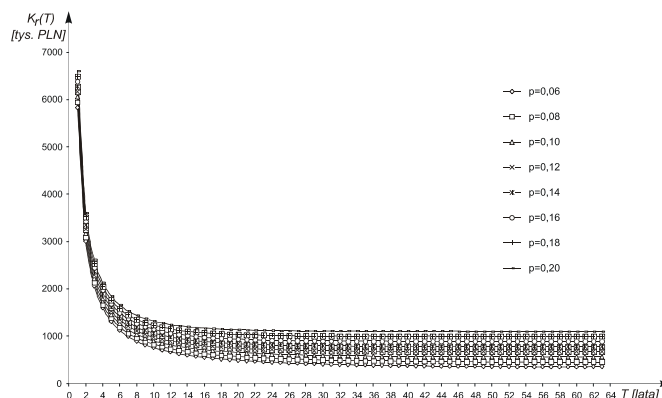
Powyższa analiza została przeprowadzona dla stopy akumulacji $p = 0,08$. Na rysunku 3 przedstawione zostały wykresy średnich kosztów rocznych użytkowania stacji dla różnych wartości p , przy średnich kosztach usuwania awarii $k_{ua} = 6783,15$ PLN oraz średniej wartości niedostarczonej energii na awarię $\Delta A = 6268,22$ kWh.

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $p = 0,06$ wartość ta wynosi $T = 57$ lat, natomiast dla $p = 0,20$ wzrasta do $T = 61$ lat.

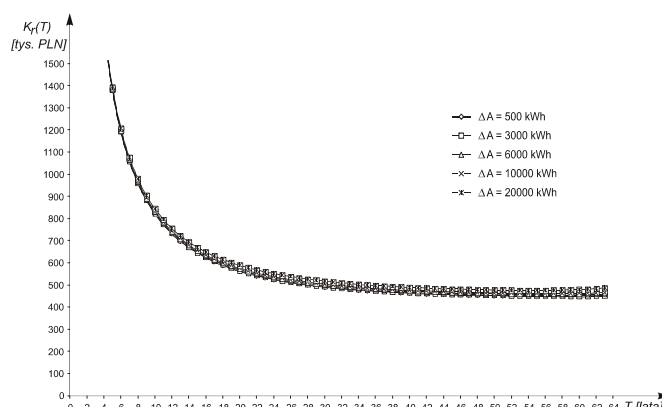
Ważnym parametrem charakteryzującym awarie stacji transformatorowych jest wartość niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzona została analiza wpływu średniej wartości niedostarczonej do odbiorców energii na optymalny okres eksploatacji. Wyniki analizy dla $p = 0,08$ oraz średnich kosztów usuwania awarii $k_{ua} = 6783,15$ PLN, zostały przedstawione na rysunku 4.

Tabela 1. Wyniki obliczeń optymalnego czasu eksploatacji stacji 110kV/SN przy $p = 0,08$

| Kolejne lata eksploatacji T | $\hat{\lambda}_i$ | $r(T)$ | $a_r(T)$ | $K_r(T)$ |
|----------------------------------|--------------------------|--------|----------|------------|
| | $\frac{1}{a \cdot szf.}$ | --- | --- | PLN |
| 1 | 0,0437 | 1,0800 | 1,0000 | 5944660,40 |
| 2 | 0,0409 | 0,5608 | 0,4808 | 3088750,48 |
| 3 | 0,0436 | 0,3880 | 0,3080 | 2138746,00 |
| 4 | 0,0526 | 0,3019 | 0,2219 | 1665358,42 |
| 5 | 0,0747 | 0,2505 | 0,1705 | 1382845,32 |
| 6 | 0,0855 | 0,2163 | 0,1363 | 1195585,90 |
| 7 | 0,1263 | 0,1921 | 0,1121 | 1063104,20 |
| 8 | 0,1352 | 0,1740 | 0,0940 | 964512,79 |
| 9 | 0,1026 | 0,1601 | 0,0801 | 888151,23 |
| 10 | 0,1285 | 0,1490 | 0,0690 | 827788,72 |
| 11 | 0,1364 | 0,1401 | 0,0601 | 778932,76 |
| 12 | 0,0879 | 0,1327 | 0,0527 | 738380,98 |
| 13 | 0,1182 | 0,1265 | 0,0465 | 704616,79 |
| 14 | 0,1136 | 0,1213 | 0,0413 | 676019,06 |
| 15 | 0,0930 | 0,1168 | 0,0368 | 651487,13 |
| 16 | 0,1147 | 0,1130 | 0,0330 | 630406,81 |
| 17 | 0,1271 | 0,1096 | 0,0296 | 612130,13 |
| 18 | 0,1382 | 0,1067 | 0,0267 | 596178,75 |
| 19 | 0,1500 | 0,1041 | 0,0241 | 582180,52 |
| 20 | 0,0883 | 0,1019 | 0,0219 | 569664,55 |
| 21 | 0,0846 | 0,0998 | 0,0198 | 558545,74 |
| 22 | 0,0813 | 0,0980 | 0,0180 | 548630,43 |
| 23 | 0,1089 | 0,0964 | 0,0164 | 539811,62 |
| 24 | 0,1132 | 0,0950 | 0,0150 | 531907,22 |
| 25 | 0,1007 | 0,0937 | 0,0137 | 524778,41 |
| 26 | 0,0638 | 0,0925 | 0,0125 | 518300,03 |
| 27 | 0,0780 | 0,0914 | 0,0114 | 512461,78 |
| 28 | 0,0583 | 0,0905 | 0,0105 | 507151,90 |
| 29 | 0,0500 | 0,0896 | 0,0096 | 502325,16 |
| 30 | 0,0624 | 0,0888 | 0,0088 | 497949,70 |
| 31 | 0,0593 | 0,0881 | 0,0081 | 493963,94 |
| 32 | 0,0333 | 0,0875 | 0,0075 | 490310,01 |
| 33 | 0,0326 | 0,0869 | 0,0069 | 486974,38 |
| 34 | 0,0300 | 0,0863 | 0,0063 | 483924,62 |
| 35 | 0,0500 | 0,0858 | 0,0058 | 481147,24 |
| 36 | 0,0545 | 0,0853 | 0,0053 | 478606,77 |
| 37 | 0,0333 | 0,0849 | 0,0049 | 476267,43 |
| 38 | 0,0231 | 0,0845 | 0,0045 | 474116,86 |
| 39 | 0,0286 | 0,0842 | 0,0042 | 472145,38 |
| 40 | 0,0431 | 0,0839 | 0,0039 | 470340,59 |
| 41 | 0,0578 | 0,0836 | 0,0036 | 468687,43 |
| 42 | 0,0333 | 0,0833 | 0,0033 | 467158,62 |
| 43 | 0,0519 | 0,0830 | 0,0030 | 465757,98 |
| 44 | 0,0500 | 0,0828 | 0,0028 | 464468,10 |
| 45 | 0,0571 | 0,0826 | 0,0026 | 463282,16 |
| 46 | 0,0800 | 0,0824 | 0,0024 | 462195,36 |
| 47 | 0,1167 | 0,0822 | 0,0022 | 461202,32 |
| 48 | 0,2222 | 0,0820 | 0,0020 | 460309,72 |
| 49 | 0,2270 | 0,0819 | 0,0019 | 459487,45 |
| 50 | 0,2990 | 0,0817 | 0,0017 | 458742,23 |
| 51 | 0,4000 | 0,0816 | 0,0016 | 458071,88 |
| 52 | 0,5430 | 0,0815 | 0,0015 | 457475,85 |
| 53 | 0,7450 | 0,0814 | 0,0014 | 456955,23 |
| 54 | 1,0250 | 0,0813 | 0,0013 | 456512,50 |
| 55 | 1,4130 | 0,0812 | 0,0012 | 456152,35 |
| 56 | 1,9460 | 0,0811 | 0,0011 | 455881,58 |
| 57 | 2,6770 | 0,0810 | 0,0010 | 455710,01 |
| 58 | 3,6700 | 0,0809 | 0,0009 | 455650,22 |
| 59 | 5,0150 | 0,0809 | 0,0009 | 455718,74 |
| 60 | 6,8250 | 0,0808 | 0,0008 | 455936,18 |
| 61 | 9,2490 | 0,0807 | 0,0007 | 456328,16 |
| 62 | 12,4810 | 0,0807 | 0,0007 | 456926,16 |
| 63 | 16,7690 | 0,0806 | 0,0006 | 457768,36 |
| 64 | 22,4340 | 0,0806 | 0,0006 | 458900,81 |



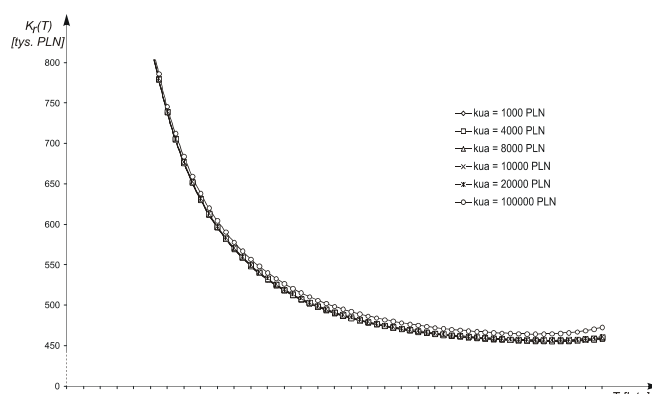
Rys. 3. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo - rozdzielczej 110kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach stopy akumulacji p



Rys. 4. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo - rozdzielczej 110kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych wartościach niedostarczonej energii elektrycznej ΔA przypadającej na jedną awarię

Porównując wartości optymalnych czasów eksploatacji stacji można zauważyć, iż wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się wartość optymalnego czasu eksploatacji T . I tak dla $\Delta A = 500$ kWh wartość ta wynosi $T = 65$ lat, natomiast dla $\Delta A = 20000$ kWh wynosi $T = 55$ lat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na opłacalny okres eksploatacji stacji jest koszt usuwania awarii. Na rysunku 5 przedstawione zostały średnie roczne koszty eksploatacji stacji w funkcji lat jej użytkowania, przy różnych teoretycznych kosztach usuwania awarii dla $p = 0,08$ oraz $\Delta A = 6268,22$ kWh.



Rys. 5. Średni roczny koszt użytkowania stacji transformatorowo - rozdzielczej 110kV/SN w zależności od lat jej eksploatacji, przy różnych średnich wartościach kosztów usuwania awarii k_{ua}

Dla wszystkich analizowanych kosztów usuwania awarii czas optymalnej eksploatacji stacji wyniósł 58 lat. Jedynie dla bardzo dużych kosztów średnich wynoszących 100 000 PLN czas ten zmniejszył się do 56 lat. Można więc stwierdzić, iż koszty usuwania awarii w bardzo niewielkim stopniu wpływają na zmianę opłacalnego okresu eksploatacji stacji GPZ, RS i RPZ.

Podsumowanie

Stacje elektroenergetyczne 110kV/SN oraz rozdzielnie RS są podstawowym elementem sieci dystrybucyjnych. Są ich początkowym elementem. Ich awaryjność wpływa bezpośrednio na ciągłość dostaw energii do odbiorców. Ważne jest więc stałe nadzorowanie ich pracy. Znajomość podstawowych funkcji niezawodnościowych pozwala ustalić okres pracy stacji w którym z dużym prawdopodobieństwem będzie ona działała poprawnie, a więc nie będzie powodowała przerw w zasilaniu odbiorców. Pozwala także na wyznaczenie ekonomicznie opłacalnego (uzasadnionego) czasu eksploatacji.

W artykule autor dokonał szczegółowej analizy opłacalnego ekonomicznie czasu eksploatacji stacji GPZ oraz RS. Na podstawie przeprowadzonej analizy można stwierdzić, iż:

1. Opłacalny ekonomicznie okres eksploatacji stacji GPZ i RS wynosi około 58 lat;
2. Optymalną strategią użytkownika jest więc dokonywanie napraw, aż do końca 58-go roku eksploatacji, po czym należy przeprowadzić generalny remont lub podjąć decyzję o budowie nowej stacji;
3. Wraz ze wzrostem stopy akumulacji p , wzrasta optymalny czas eksploatacji stacji T ;
4. Wraz ze wzrostem średniej wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, przypadającej na jedną awarię ΔA , zmniejsza się optymalny czas eksploatacji T ;
5. Wraz ze wzrostem jednostkowych kosztów usuwania awarii k_{ua} zmniejsza się optymalny, pod względem ekonomicznym, czas eksploatacji. Wpływ kosztów usuwania awarii jest jednak bardzo niewielki.

Autor: dr hab. inż. Andrzej Ł. Chojnacki, Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Zakład Podstaw Energetyki, Al. Tysiąclecia Państwa Polskiego 7, 25-314 Kielce, E-mail: a.chojnacki@tu.kielce.pl

LITERATURA

- [1] Beichert F., *Problemy niezawodności i odnowy urządzeń technicznych*. WNT, Warszawa 1974
- [2] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013
- [3] Chojnacki A.Ł., Świerczewski Z., *Koszty awaryjności stacji transformatorowo – rozdzielczych SN/nN*. Przegląd elektrotechniczny Nr 04/2010, s. 314-319
- [4] Chojnacki A.Ł., Świerczewski Z.: *Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej spowodowane zawodnością stacji elektroenergetycznych SN/nN*. Energetyka Nr 03/2010, s. 149-157
- [5] Chojnacki A.Ł., Świerczewski Z., *Koszty zawodności stacji transformatorowo – rozdzielczych SN/nN eksploatowanych w sieciach miejskich oraz terenowych*. Energetyka Nr 07/2010, s. 406-411
- [6] Chojnacki A.Ł., *Analiza skutków gospodarczych niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców indywidualnych*. Wiadomości elektrotechniczne Nr 09/2009, s. 3-9
- [7] Chojnacki A.Ł., *Optimum in-service time periods of MV/LV transformer-distribution substations*. Electric Power Systems Research Volume 83 (2012), Issue 1, pages 212–219
- [8] Góra S., *Gospodarka elektroenergetyczna*. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Poznańskiej, Poznań 1973
- [9] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992
- [10] 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
- [11] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa, 1982