

EFEKTYWNOŚĆ TRANSFORMACJI I PRZESYŁANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

Waldemar SZPYRA¹, Wiesław NOWAK², Rafał TARKO³

AGH Akademia Górniczo – Hutnicza, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

1. tel.: 12 617 32 47 e-mail: wszpyra@agh.edu.pl
2. tel.: 12 617 28 24 e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
3. tel.: 12 617 36 53 e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono podstawowe pojęcia z zakresu rachunku kosztów w elektroenergetyce oraz wybrane metody oceny efektywności w elektroenergetyce. Przedstawiono wybrane wyniki oceny efektywności wymiany transformatorów dystrybucyjnych SN/nn oraz porównano jednostkowe koszty przesyłania energii przy wykorzystaniu różnych typów linii średniego napięcia. Otrzymane wyniki potwierdzają opłacalność wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem, oraz celowość bardziej powszechnego wykorzystywania linii typu PAS w terenowych sieciach rozdzielczych średniego napięcia.

Słowa kluczowe: elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, rachunek kosztów, efektywność dystrybucji energii elektrycznej

1. WPROWADZENIE

Jednym z głównych celów polityki energetycznej Polski jest poprawa efektywności energetycznej [5]. W dokumencie tym, jako jeden ze środków do osiągnięcia tego celu wymienia się zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej oraz ograniczenie strat energii w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Ograniczenie strat w sieciach ma być osiągnięte m.in. poprzez budowę nowych i modernizację istniejącej infrastruktury sieciowej oraz wymianę transformatorów o niskiej sprawności.

Również przepisy Unii Europejskiej narzucają konieczność podejmowania działań mających na celu poprawę sprawności energetycznej, dla przykładu Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej NR 548/2014 z 21 maja 2014 r. [6] wprowadza ograniczenie maksymalnego poziomu strat jałowych i obciążeniowych w nowo instalowanych transformatorach energetycznych. Z rozporządzenia wynika, że od 1 lipca 2015 roku możliwe będzie instalowanie transformatorów klasy AoCk, a od 1 lipca 2021 roku transformatorów o stratach stanu jałowego zmniejszonych o 10% w stosunku do klasy Ao i stratach obciążeniowych klasy Ak.

Operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) od wielu lat realizują programy ograniczania strat. Programy te obejmują zarówno inwestycyjne jak i bezinwestycyjne metody ograniczania strat w sieciach. Do najbardziej popularnych obecnie inwestycyjnych metod ograniczania strat należy kompensacja mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn, wymiana starych transformatorów o dużych stratach na nowe oraz modernizacja istniejących i budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych. Więcej informacji na temat efektywności kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych można znaleźć m.in. w [2 i 7].

Realizacja podejmowanych działań wymaga poniesienia określonych (często bardzo dużych) nakładów inwestycyjnych, dlatego każda decyzja o wydatkowaniu środków na

realizację inwestycji w elektroenergetyce powinna być poprzedzona wnikliwą analizą techniczną i ekonomiczną.

Analiza techniczna obejmuje m.in. takie zagadnienia jak właściwy dobór urządzeń (obciążalność, szeroko pojęte bezpieczeństwo, wpływ na środowisko) oraz ocenę wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii elektrycznej. Wykonanie takich analiz nie nastęrcza obecnie większych problemów, za wyjątkiem oceny wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii w sieciach dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia. Obliczenia dla tych sieci, ze względu na niedostatek informacji pomiarowych dotyczących obciążenia, wykonuje się przy wykorzystaniu różnych założeń dotyczących obciążenia, które są przyczyną znacznych błędów (zarówno niedoszacowanie jak i zawyżenie efektów). Do oceny efektywności ekonomicznej wykorzystuje się różne metody, przy czym wybór metody zależy od fazy procesu decyzyjnego, wielkości przedsięwzięcia oraz okresu analizy.

2. RACHUNEK KOSZTÓW

Do oceny i porównania różnych wariantów rozwiązań technicznych w elektroenergetyce dosyć powszechnie wykorzystuje się rachunek kosztów rocznych. Pod pojęciem *koszt roczny* rozumie się sumę kosztów ponoszonych w ciągu roku w związku z eksploatacją pojedynczego obiektu (linia, transformator, stacja) lub grupy połączonych funkcjonalnie obiektów (np. sieć elektroenergetyczna na pewnym obszarze). Najogólniej składniki kosztów rocznych, można podzielić na dwie grupy, tj.: koszty kapitałowe K_k oraz koszty eksploatacyjne (operacyjne) K_e .

$$K_r = K_k + K_e \quad (1)$$

Koszty kapitałowe stanowią zwrot kapitału zaangażowanego w realizację inwestycji wraz z jego oprocentowaniem (amortyzacja + akumulacja). Koszty te oblicza się z zależności:

$$K_k = r_{rr} \cdot K_I \quad (2)$$

gdzie: K_I – nakłady inwestycyjne poniesione na realizację inwestycji,

r_{rr} – rata kapitałowa (współczynnik wycofania kapitału).

$$r_{rr} = \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (3)$$

gdzie: p – stopa oprocentowania kapitału wyrażona w postaci ułamka dziesiętnego,

N_a – okres wycofania kapitału (okres amortyzacji).

Koszty eksploatacyjne są sumą kosztów eksploatacyjnych stałych K_{es} , zmiennych K_{ez} oraz zawodności K_a . Na roczne koszty stałe eksploatacji obiektów elektroenergetycznych takich jak linie, stacje itp. składają się koszty ogólne, koszty remontów oraz osobowe ruchu. W przypadku oceny nowych inwestycji oblicza się je jako pewien procent od wartości inwestycyjnej obiektu:

$$K_{es} = K_I (r_{adm} + r_{or} + r_{rem}) = K_I \cdot r_{es} \quad (4)$$

gdzie: r_{adm} – stawka odpisu na koszty ogólne,
 r_{rem} – stawka odpisu na koszty remontów,
 r_{or} – stawka odpisu na koszty osobowe ruchu.

Roczne koszty eksploatacyjne zmienne elementów sieci (linia, transformator) są to koszty strat mocy i energii w tych elementach. Koszty te oblicza się z zależności:

$$K_{ez} = \delta_s \cdot k_P \cdot \Delta P_s + k_E \cdot \Delta E_r \quad (5)$$

gdzie: ΔP_s – maksymalne (szczytowe) straty mocy w elemencie sieci,
 ΔE_r – roczne straty energii w elemencie sieci,
 k_P – jednostkowy koszt strat mocy,
 δ_s – współczynnik udziału w szczycie obciążenia (w praktyce dla sieci rozdzielczych często przyjmuje się wartość $\delta_s = 1$),
 k_E – jednostkowy koszt zakupu energii na pokrycie strat.

Do kosztów awaryjności w przypadku przedsiębiorstw sieciowych zalicza się koszty napraw awaryjnych uszkodzonych elementów sieci, utracone opłaty przesyłowe oraz koszty bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom (naliczane tylko w przypadku przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu).

W przypadku, gdy analiza obejmuje dłuższe okresy czasu, a ponoszone koszty oraz uzyskiwane efekty są różne w poszczególnych latach, wówczas zarówno koszty jak i efekty sprowadza się do porównywalności stosując rachunek dyskonta [3 i 4].

3. EFEKTYWNOŚĆ

Słowo efektywność (łac. *effectivus* = skuteczny) stało się w ostatnich latach nieomal słowem kluczem w różnych publikacjach dotyczących szeroko pojętej gospodarki. Jest ono najczęściej używane do określenia sytuacji, w której uzyskanie żądanych efektów lub wyników wymaga poświęcenia minimalnych środków (nakładów, czasu, wysiłku lub umiejętności). Według ekonomistów efektywność jest to wynik działań, określony przez relację uzyskanych efektów do nakładów poniesionych na ich realizację. Liczbowo, efektywność można wyrazić w postaci różnych wskaźników [1]:

- zysk bezwzględny stanowiący różnicę pomiędzy efektami i nakładami:

$$Z = E - N, \quad (6)$$

- zysk względny przypadający na jednostkę poniesionych nakładów:

$$z = \frac{Z}{N} = \frac{E - N}{N}, \quad (7)$$

- jednostkowy koszt uzyskania efektu:

$$k_j = \frac{N}{E}. \quad (8)$$

gdzie: E – efekt (wynik) podjętych działań,
 K – nakłady poniesione na realizację działań.

W relacjach (6) do (8) zarówno nakłady jak i efekty są zazwyczaj wyrażone w jednostkach monetarnych. Gdy celem działań jest ograniczenie strat energii przeliczenie efektów w postaci ilości zaoszczędzonej energii na jednostki

monetarne nie stanowi problemu, jednak dzieląc poniesione nakłady przez wielkość ograniczenia otrzymuje się jednostkowy koszt ograniczania strat.

W elektroenergetyce do oceny efektywności ekonomicznej wykorzystuje się różne metody. Wybór metody zależy od fazy procesu decyzyjnego, wielkości przedsięwzięcia oraz okresu analizy. Metody te można podzielić na dwie grupy: statyczne i dynamiczne. Do metod statycznych zalicza się metody polegające na określeniu: okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych, stopy zwrotu nakładów inwestycyjnych lub stopy zwrotu kapitału własnego. Metody te nie uwzględniają wpływu czasu na wartość pieniądza oraz zysków osiągniętych po okresie zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Metody dynamiczne to m.in. metoda równoważnego kosztu rocznego, równoważnego kosztu jednostkowego, wartości zaktualizowanej netto, wewnętrznej stopy zwrotu (prosta i zmodyfikowana) oraz wskaźnik rentowności. W tych metodach uwzględnia się ponoszone koszty oraz uzyskiwane przychody w całym okresie realizacji i eksploatacji inwestycji sprowadzając je, przy wykorzystaniu rachunku dyskonta, do wspólnego momentu w czasie (tzw. roku zerowego). Do najczęściej wykorzystywanych elektroenergetyce należy metoda kosztów rocznych, przy czym, gdy porównywane warianty różnią się ponoszonymi w kolejnych latach kosztami i/lub uzyskiwanymi efektami wykorzystuje się metodę równoważnych (ekwiwalentnych) kosztów rocznych lub metodę równoważnych kosztów jednostkowych. Równoważne koszty roczne oblicza się z zależności:

$$K_{r_{ekw}} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N (1+p)^{-t}} \quad (9)$$

natomiast równoważne koszty jednostkowe z zależności:

$$k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+p)^{-t}} \quad (10)$$

gdzie: K_{r_t} – koszty poniesione w roku t ,
 E_{r_t} – efekty uzyskane w roku t .

Zarówno metoda kosztów rocznych jak i metoda kosztów jednostkowych nie dają informacji o efektywności (zyskowności) zainwestowanego kapitału. Można do tego wykorzystać metodę wskaźnika wartości zaktualizowanej netto $NPVR$. Wskaźnik ten oblicza się jako iloraz wartości zaktualizowanej netto NPV przez sumę nakładów inwestycyjnych zdyskontowanych na rok rozpoczęcia inwestycji:

$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^N (CI_t - CO_t) (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} \quad (11)$$

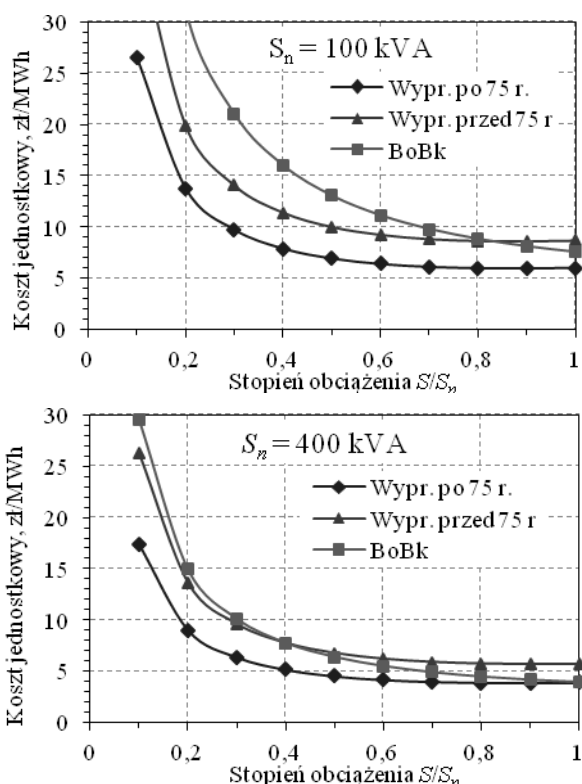
gdzie: K_{I_t} – nakłady inwestycyjne poniesione w roku t ,
 NPV – wartość zaktualizowana netto,
 CI_t – wpływy pieniężne (przychody) uzyskane w roku t ,
 CO_t – wydatki pieniężne poniesione w roku t ,
 N – okres obliczeniowy (okres budowy + okres eksploatacji obiektu).

4. EFEKTYWNOŚĆ WYMIANY TRANSFORMATORÓW

W ramach w ramach programu operacyjnego „Infrastruktura i środowisko 2007–2013” operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce dokonali wymiany blisko 2 tys. sztuk transformatorów SN/nn. Istniejące transformatory zostały zastąpione transformatorami klasy BoBk o takiej samej lub porównywalnej mocy znamionowej. W tabeli 1 podano znamionowe straty mocy w trójfazowych transformatorach olejowych produkowanych przed i po roku 1975, oraz w transformatorach klasy BoBk.

Tabela 1. Znamionowe straty stanu jałowego i obciążeniowe wybranych transformatorów olejowych o górnym napięciu ≤ 24 kV.

| S_n [kVA] | Rodzaj transformatora | | | | | | |
|----------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | wyprodukowany | | | | BoBk | | |
| | przed 1975 r. | | po 1975 r. | | | | |
| | P_0 [W] | P_k [W] | P_0 [W] | P_k [W] | P_0 [W] | P_k [W] | Cena [zł] |
| 100 | 495 | 2 300 | 260 | 1 600 | 180 | 1 475 | 13 700 |
| 160 | 700 | 3 300 | 400 | 2 250 | 260 | 2 000 | 18 130 |
| 250 | 970 | 4 700 | 520 | 3 000 | 360 | 2 750 | 19 800 |
| 400 | 1 390 | 6 000 | 750 | 4 250 | 520 | 3 850 | 25 450 |
| 630 | 1 950 | 9 450 | 970 | 6 100 | 680 | 5 600 | 35 600 |



Rys. 1. Jednostkowe koszty transformacji w funkcji stopnia obciążenia

W celu oceny efektywności ekonomicznej wymiany transformatorów wykonano obliczenia jednostkowych kosztów transformacji w zależności od stopnia obciążenia. Obliczenia wykonano dla transformatorów o mocach $S_n = \{100, 160, 250, 400\}$ kVA, dla czasów trwania obciążenia szczytowego $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, przy współczynniku mocy $\cos \varphi = 0,93$. Do obliczeń przyjęto cenę energii na pokrycie strat $k_E = 250$ zł/MWh, jednostkowy koszt mocy $k_P = 115$ zł/kW/a, okres analizy $N_a = 20$ lat, stopę

dyskontową $p = 0,08$ (8%), współczynnik odpisu na koszty eksploatacyjne stałe $k_{es} = 0,045$, koszt wymiany transformatora $K_{wym} = 4 400$ zł/szt. Założono, że istniejące transformatory są zamortyzowane dlatego w obliczeniach pominięto koszty kapitałowe tych transformatorów.

Na rysunku 1 pokazano zależność jednostkowych kosztów transformacji w funkcji stopnia obciążenia transformatorów o mocy $S_n = 100$ i 400 kVA, dla czasu $T_s = 4500$ h/a. Z wykresów tych wynika, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed rokiem 1975 spowoduje obniżenie jednostkowych kosztów transformacji gdy stopień obciążenia transformatorów jest wysoki (powyżej 80% dla transformatora o mocy 100kVA i powyżej 40% dla transformatora o mocy 400 kVA). Wymiana transformatora wyprodukowanego po 1975 roku byłaby opłacalna tylko w przypadku transformatora o mocy 400 kVA obciążonego w 100%.

W przypadku transformatorów wyprodukowanych po roku 1975 nawet uwzględnienie 30% dotacji nie powoduje takiego obniżenia kosztów jednostkowych by wymiana transformatorów stała się opłacalna. Należy tu dodać, że przeciętny stopień obciążenia transformatorów w sieciach dystrybucyjnych mieści się w przedziale 40% ÷ 60%.

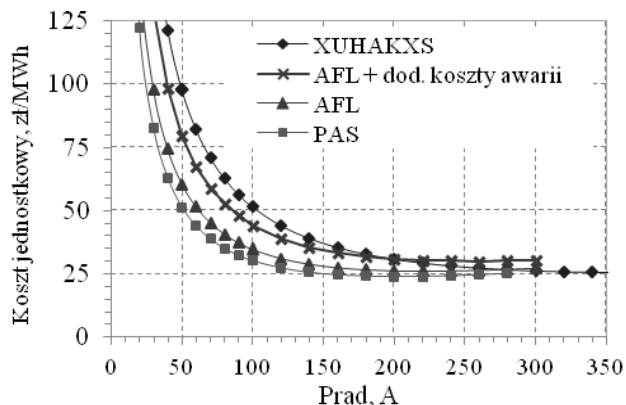
5. EFEKTYWNOŚĆ PRZESYŁANIA ENERGII W TERENOWYCH SIECIACH SN

Terenowe sieci średniego napięcia w większości są zbudowane jako linie napowietrzne z przewodami AFL 6 o przekroju 70 mm^2 w magistralach oraz 35 mm^2 w odgałęzieniach i odczepach do stacji transformatorowych. Większe przekroje przewodów spotyka się sporadycznie. Sieci te są narażone na bezpośrednie lub pośrednie oddziaływanie zjawisk atmosferycznych powodujących liczne, czasem rozległe i długotrwałe awarie, a w efekcie długotrwałe przerwy w dostawie energii elektrycznej do wielu odbiorców. Operatorzy sieci dystrybucyjnych ponoszą wówczas bardzo wysokie koszty, na które składają się koszty usuwania awarii (często w bardzo trudnych warunkach atmosferycznych) oraz koszty wynikające z niedostarczonej energii. Dla przykładu koszty napraw jednej linii o łącznej długości 39,7 km (w tym 15,7 km magistrali z przewodami AFL 6–70 mm^2) zasilającej 37 stacji SN/nn na obszarze Jury Krakowsko-Częstochowskiej wyniosły prawie 970 tys. zł, a koszty wynikające z niedostarczenia energii ponad 600 tys. zł. Operatorzy sieci dystrybucyjnych poszukują więc rozwiązań, które zapobiegałyby takim awariom. Rozważa się zastąpienie całych linii lub ich fragmentów liniami typu PAS lub kablowymi. O wyborze wariantu rozwiązania powinien decydować rachunek ekonomiczny.

Na rysunku 2 pokazano wykresy jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu płynącego do magistrali SN wykonanej jako: linia kablowa z żyłami aluminiowymi o przekroju 120 mm^2 , linia napowietrzna typu PAS oraz AFL 6 (obie z przewodami o przekroju 70 mm^2). Obliczenia wykonano dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = \{2 500, 3 500, 4 500\}$ h/a, zakładając że obciążenie jest rozłożone równomiernie wzdłuż linii. Nakłady inwestycyjne na budowę linii oraz koszty eksploatacyjne stałe przyjęto według danych jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych. Koszty kapitałowe zostały rozłożone na okres 35 lat. Jednostkowe koszty strat mocy i energii oraz stopę dyskontową przyjęto jak w obliczeniach dotyczących wymiany transformatorów. Dla linii z przewodami AFL wykonano dodatkowo obliczenia zakładając podwyższone koszty eksploatacyjne stałe uwzględniające okresowe występowanie katastrofal-

nych warunków atmosferycznych powodujących wzrost rocznych kosztów eksploatacji średnio o 85 tys. zł.

krótkich obwodów zasilających bezpośrednio odbiorców przemysłowych o niezbyt dużej mocy.



Rys. 2. Porównanie jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu wpływającego do linii dla $T_s = 3500$ h/a

Z wykresów na rysunku 2 wynika, że dopiero przy prądzie powyżej 280 A koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe niż koszty przesyłania linią napowietrzną z przewodami AFL, a przy zwiększonych kosztach awaryjności przy obciążeniu równym co najmniej 200 A. Jednostkowe koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe od kosztów przesyłania linią typu PAS dopiero przy obciążeniu około 300 A, czyli większym od obciążenia dopuszczalnego długotrwale. Linia typu PAS wypada korzystniej niż linia z przewodami AFL w całym zakresie obciążenia.

Z analizy blisko 1000 obwodów sieci SN należących do dwóch operatorów sieci dystrybucyjnych wynika, że blisko 80%, wartości prądów wpływających z GPZ do obwodów mieści się w przedziale 0–50 A, a obwody o obciążeniu powyżej 100 A stanowią niecałe 4%. Należy jednak dodać, że mniejsze wartości prądów dotyczą głównie stosunkowo

6. PODSUMOWANIE

Na podstawie analizy wyników obliczeń można stwierdzić, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem może być opłacalna również przy braku dofinansowania, natomiast wymiana sprawnych technicznie transformatorów wyprodukowanych po roku 1975 nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego, nawet przy znaczącym dofinansowaniu.

Zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi jest nieopłacalne nawet na obszarach gdzie co kilka lat występuje katastrofalne oblodzenie przewodów. Ze względu na niższe koszty eksploatacyjne uzasadnione jest częstsze stosowanie linii typu PAS w terenowych sieciach rozdzielczych

7. BIBLIOGRAFIA

1. Adamczyk J.: Efektywność Przedsiębiorstw sprywatyzowanych, AE, Kraków 1995.
2. Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, Przegląd Elektrotechniczny, 2013 R.89 nr 6, ISSN 0033-209, s. 190–195.
3. Paska J.,: Ekonomia w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
4. Praca zbiorowa pod red. Jerzego Kulczyckiego: Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, Wyd. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2009.
5. Projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050, Warszawa, sierpień 2014.
6. Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej NR 548/2014 z dnia 21 maja 2014 r.
7. Szpyra W.: Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, Przegląd Elektrotechniczny, 2011 R.87 nr 2, ISSN 0033-2097, s. 144–146.

EFFICIENCY OF TRANSFORMATION AND TRANSMISSION OF ELECTRICITY IN DISTRIBUTION NETWORKS

The article discusses the components of the costs and selected methods used to evaluate the efficiency of electricity distribution. Shows the results of evaluation of the effectiveness of MV/LV distribution transformers exchange. Were also compared the unit costs of energy transfer using various types of medium-voltage lines. The calculation results confirm the profitability of replacing transformers manufactured before 1975, and the desirability of a more widespread use of PAS type lines in terrain medium voltage distribution networks.

Keywords: power distribution networks, cost accounting in the electricity sector, the efficiency of the electricity distribution