

Electricity Distribution Effectiveness

Authors

Waldemar Szpyra
 Wiesław Nowak
 Rafał Tarko

Keywords

power distribution grids, cost accounting, electricity distribution effectiveness

Abstract

This paper discusses the basic concepts of cost accounting in the power industry and selected ways of assessing the effectiveness of electricity distribution. The results of effectiveness analysis of MV/LV distribution transformer replacement are presented, and unit costs of energy transmission through various medium-voltage line types are compared. The calculation results confirm the viability of replacing transformers manufactured before 1975. Replacing transformers manufactured after 1975 – only to reduce energy losses – is not economically justified. Increasing use of a PAS type line for energy transmission in local distribution networks is reasonable. Cabling these networks under the current calculation rules of discounts for excessive power outages is not viable, even in areas particularly exposed to catastrophic wire icing.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015411

Introduction

One of the main objectives of the Polish energy policy is to improve energy effectiveness [5]. This document points out to increasing the Effectiveness of electricity generation and the reduction of energy losses in transmission and distribution grids as one of the means to achieve this objective. Grid losses reduction is to be achieved through, among other measures, the construction of new and modernization of the existing grid infrastructure, and the replacement of low efficient transformers. European Union rules also dictate the need to take actions to improve the energy efficiency. European Union Commission Regulation No. 548/2014 of 21 May 2014. [6] imposes a limit on the maximum no-load losses and load losses in newly installed power transformers. The Regulation provides that from 1 July 2015 AoCk class transformers may be installed, and from 1 July 2021 transformers with no-load losses reduced by 10% compared to Ao class and with Ak-class load losses.

Distribution grid operators (DSOs) have implemented loss reduction programs for many years. These programs include both investment and non-investment methods for reducing grid losses. Both groups of methods require certain capital expenditures, with the difference that as a result of no-investment project no new fixed assets are created and the incurred expenses can be classified as operating costs. The currently most popular investment methods of loss reduction include the reactive power compensation in idling MV/LV transformers, replacement of obsolete transformers with large losses with new, as well as modernization of the existing and construction of new lines

and substations. Issues of the effectiveness of reactive power compensation in distribution grids are discussed, inter alia, in [2, 7].

These projects require certain (often very large) capital expenditures, which is why every decision to disburse funds for investment in power sector should be preceded by a thorough technical and economic analysis.

The technical analysis includes proper selection of equipment (load capacity, broadly meant safety/security, environmental impact), as well as assessment of the project's impact on the power losses and quality. Such analyses currently pose no major problems, except for the assessment of the impact on power losses and quality in MV and LV distribution grids. Because of the paucity of load measurements details, the calculations for these grids are performed under a variety of load related assumptions that cause significant errors (both underestimation and overestimation of effects). To evaluate the economic effectiveness a variety of methods are used, while the choice of method depends on the phase of the decision-making process, the size of the project and the analysis period.

Cost accounting in the power sector

To evaluate and compare different options of technical solutions in the power sector quite commonly used is annual cost account [3, 4]. The term “annual cost” means the sum of the costs incurred during the year in connection with the operation of a single object (line, transformer, substation) or a group of functionally connected objects (e.g. power grid in an area). Generally, the

components of annual K_r can be divided into two groups: capital costs K_k and operating costs K_e .

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

Capital cost is the return on the capital employed in the project implementation and its interest rate (depreciation + accumulation). The costs are calculated from the equation:

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

where:

K_I – capital expenditure incurred on project,

r_{rr} – principal instalment (rate of return on principal):

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

whereas:

p – principal interest rate expressed as a decimal, N_a – return on principal period (depreciation period). Operating costs are the sum of fixed operating costs K_{es} , variable operating costs K_{ez} and unreliability costs K_a . The annual fixed costs of the operation of power facilities, such as lines, substations, etc. consist of overheads, repairs and operational personnel costs. In the evaluation of a new capex project they are calculated as a percentage of the project's investment value:

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

where:

r_{adm} – rate of allowance for overheads, r_{rem} – rate of allowance for repairs, r_{or} – rate of allowance for operational personnel.

The annual variable operating costs of grid elements (line, transformer) are the cost of power and energy losses in these items. The costs are calculated from the equation:

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

where:

ΔP_s – maximum (peak) power losses in grid element, ΔE_r – annual energy losses in grid element, k_p – unit cost of power losses, δ_s – rate of share in peak load (in the absence of measurement data, in practice for distribution grids $\delta_s = 1$ is often assumed), k_E – the unit cost of purchase of energy to cover losses.

The unreliability costs in a grid company include the costs of emergency repairs of damaged grid elements, lost transmission charges and the cost of discounts and rebates granted to customers, which are applied only for power outages in excess of allowable limits. When comparing options with the same failure rates these costs are omitted. Where the analysis covers long periods of time, and the incurred costs and achieved effects are different in various years, then they are brought into comparability by way of discount accounting.

Effectiveness

The word “effectiveness” (in Latin *effectivus* – effective) has become in recent years almost the key word in various statements and publications on the broadly meant economy. It is most commonly used to describe a situation, in which achieving the desired outcomes or results requires dedication of minimal resources (outlays, time, effort or skill). According to economists, effectiveness is the result of actions taken, determined by the relation of generated effects to the outlays incurred for their accomplishment. Quantitatively effectiveness can be expressed in the form of various indicators [1]:

- absolute profit as the difference between effects and outlays

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

- relative profit per unit outlay

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

- efficiency as the ratio of effects of outlays

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

- unit cost of obtaining the effect:

$$k_j = \frac{N}{E} \quad (9)$$

where:

E – effect (result) of the action taken, N – outlays incurred for the action.

In equations 6-9 – both the outlays and effects are usually expressed in monetary units. In some cases, whereby the effects cannot be denominated in money, they may be also expressed in natural units, e.g. if an actions aims to reduce voltage variations in a grid, then its effects may be expressed as the square root of the sum of squared voltage deviations in 10-minute intervals of time. Where the goal is to reduce energy losses, the effects, i.e. energy savings, can be easily translated to money, but by dividing the outlays by the reduction the unit cost of reducing losses is obtained.

Economic effectiveness in the power industry is evaluated by a variety of methods, and the choice of method depends on the phase of the decision-making process, project size and analysis period. These methods can be divided into two groups: static and dynamic. Static methods include methods involve the determination of: investment payback period, rate of return on investment or rate of return on equity. Dynamic methods involve the determination of: equivalent annual cost, equivalent unit cost, net present value, internal rate of return (simple and modified), and profitability ratio. Static methods do not take into account the impact of time on value of money, and the profits after the investment is paid back. Dynamic methods take into account costs (or costs and revenues) throughout the project implementation and operation period, reducing them, by way of discount account, to a common point in time (year zero).

The method of alternative solutions' comparing the most commonly used in the power sector is the annual cost method, whereas, when the compared options differ by the costs incurred and/or effects obtained in subsequent years, the method of equivalent annual costs, or the method of equivalent unit costs, is used. Equivalent annual costs are calculated from the equation:

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

Whereas equivalent unit costs from the equation:

$$k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+p)^{-t}} \quad (11)$$

where:

K_{r_t} – costs incurred in the year t , E_{r_t} – results obtained in year t .

Neither the annual cost method, nor the unit costs method, provides information on the invested capital's effectiveness (profitability). For this purpose Net Present Value Ratio NPVR method can be used. This ratio is calculated by dividing net present value NPV by the sum of the capital expenditures discounted to the project commencement year:

$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^N (CI_t - CO_t) (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} \quad (12)$$

where:

K_{I_t} – capital expenditures incurred in the year t , NPV – net present value, CI_t – cash receipts (revenues) in year t , CO_t – cash expenses incurred in the year t ; N – calculation period (construction period + lifetime).

NPVR ratio indicates how much profit each monetary unit invested brings throughout the entire analysed period.

Effectiveness of transformers replacement

In the framework of Operational Programme "Infrastructure and Environment 2007–2013", Measure 9.2 "Efficient distribution of energy" distribution grid operators in Poland have replaced nearly 2,000 MV/LV transformers. The transformers have been replaced with BoBk class transformers with the same, or (for non-standard transformers) comparable, power rating. Selected ratings of three-phase oil transformers manufactured before and after 1975, BoBk class transformers, and transformer with no-load losses reduced by 10% (compared to AoAk class), are listed in Tab. 1. Listed in Tab. 1 are also the average prices of BoBk transformers. AoAk transformers are by ca. 18% more expensive than BoBk transformers, and almost 60% more expensive than the transformers close to DoCk class, currently operated in Polish grids.

In order to evaluate the transformer replacement's economic effectiveness, the transformation costs were calculated for various peak load durations depending transformer's relative load.

Adopted for the calculations were: price of energy to cover losses $k_E = 250$ PLN/MWh, unit cost of power $k_P = 115$ PLN/kW/a, period of analysis $N_a = 20$ years, discount rate $p = 0.08$ (8%), rate of allowance for fixed operating costs $k_{es} = 0.045$ (fixed operating costs of existing transformers were calculated based on new transformer prices), cost of transformer replacement $K_{wym} = 4400$ PLN/unit. Calculations were made for transformers with powers $S_n = \{100, 160, 250, 400\}$ kVA, and times of maximum power usage $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, at power factor $\cos\varphi = 0.93$. It was assumed for the existing transformers that they had been fully depreciated, and therefore their capital costs were neglected in the calculation.

The transformation unit costs' dependency on the relative transformer load for maximum power usage time $T_s = 4500$ h/a is shown in Fig. 1.

It may be concluded from the graphs in Fig. 1 that only the replacement of transformers manufactured before 1975 decreases the transformation unit costs, with high relative transformer load (above 80%, and over 40% for 400 kVA transformer). As regards transformers manufactured after 1975, only the replacement of a 400 kVA transformer with least 90% load would be profitable.

S_n [kVA]	Transformer type								
	Manufactured before 1975		Manufactured after 1975		Ao –10% Ak		BoBk		
	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	Price [PLN]
100	495	2,300	260	1,600	130	1,250	180	1,475	13,700
160	700	3,300	400	2,250	189	1,750	260	2,000	18,130
250	970	4,700	520	3,000	270	2,350	360	2,750	19,800
400	1,390	6,000	750	4,250	387	3,250	520	3,850	25,450
630	1,950	9,450	970	6,100	540	4,600	680	5,600	35,600

Tab. 1. Rated no-load and on-load losses of selected oil transformers with the upper voltage ≤ 24 kV

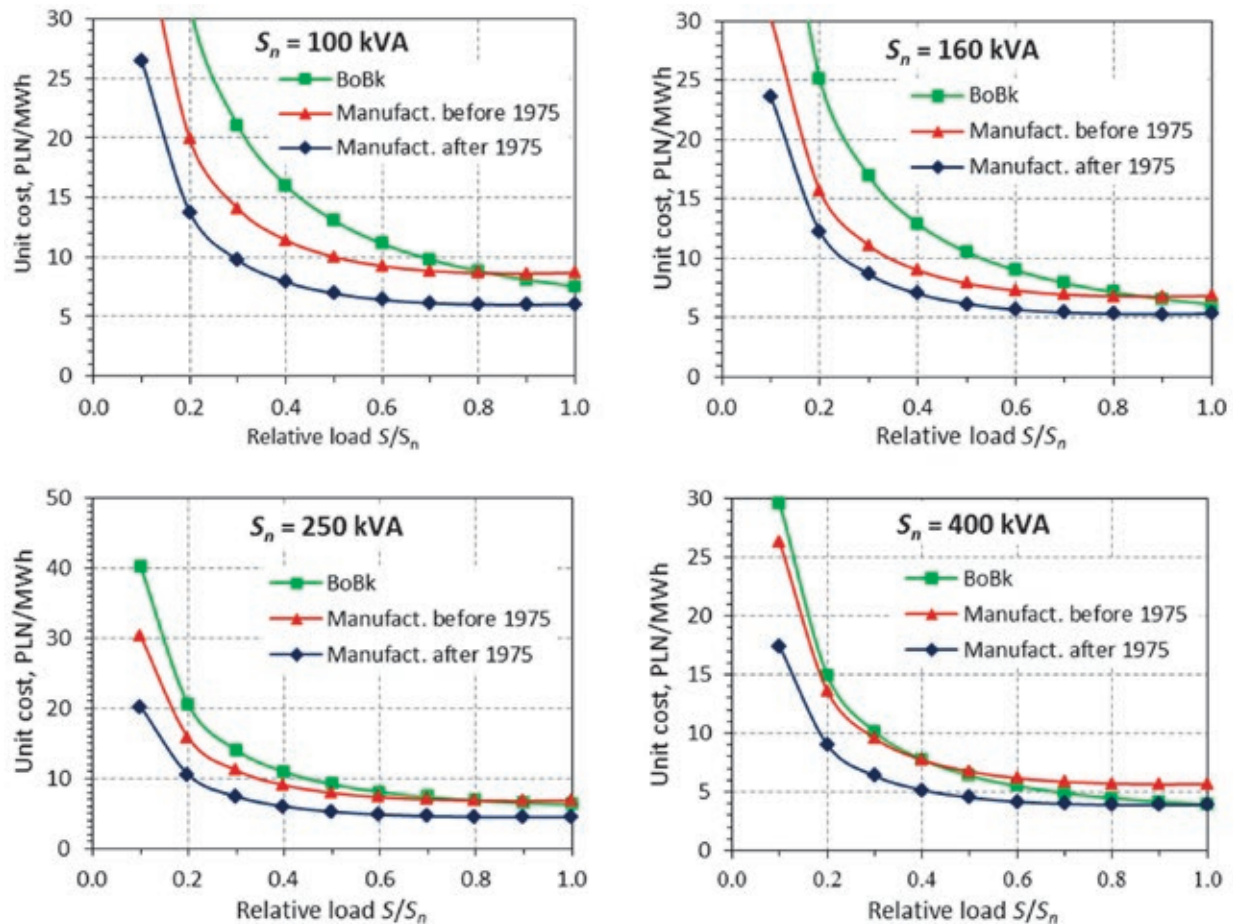


Fig. 1. Unit transformation costs for peak power usage time $T_s = 4500$ h/a

Also the replacement of a 400 kVA manufactured before 1975 would be profitable for $T_s = 3500$ h/a and a load over 60%, and for $T_s = 2500$ h/a and a load over 80% of the rated power. It would pay to replace a 160 kVA transformer for $T_s = 3500$ h/a and a load over 90%. It should be added that the average transformer load in a distribution grid amounts to 40–60%, and the peak power usage times in a local grid are much lower (2000–3500 h/a). The inclusion of a subsidy amounting to 30% of the total replacement cost makes the replacement of transformers manufactured before 1975 profitable even with shorter times of maximum power usage and lower loads. In the case of transformers manufactured after 1975, taking into account a 30% subsidy does not reduce the unit costs enough to make their replacement profitable.

Effectiveness of energy transfer in local MV grids

Local MV grids are mostly built as overhead lines with ACSR conductors, 66-AL1/12-ST1A in main lines, and 34-AL1/6-ST1A in branch lines and transformer substation branches. Larger conductor sections are rare. These grids are exposed to direct or indirect effects of atmospheric phenomena that cause numerous and sometimes extensive and long-term failures (e.g. 8–28 January 2010 devastating icing of lines in some areas of the

Małopolska, Silesian, Łódź and Opole regions), resulting in long-term interruptions in the electricity supply of many consumers. Then the distribution grid operators incur very high costs, consisting of troubleshooting, often in very difficult weather conditions, and undelivered energy. For example, the cost of repairing a 39.7 km line (incl. 15.7 km of 66-AL1/12-ST1A main line) supplying 37 MV/LV transformer substations in the area of the Kraków-Częstochowa Upland, amounted to almost 970,000 PLN, and the costs arising from the failure to supply energy to over 600,000 PLN. Similar failures in the area were experienced in 1989, 1997 and 2002, which means that the mean time between such failures was ca. 7 years. Therefore distribution grid operators need IT solutions that would prevent such accidents. It is contemplated to replace whole lines or their sections with PAS or cable lines. The choice of solutions should be determined by economic calculation.

In order to compare the solutions most often taken into account for the modernization in the areas affected by prolonged breakdowns, the unit transfer costs were calculated depending on the line current inflow and various times of peak power usage $T_s = \{2,500, 3,500, 4,500\}$ h/a, assuming that the load is distributed evenly along the line. The calculations were made for main lines made of three 120 mm² aluminum cables (XUHAKXS), overhead 70 mm² AASXSn lines (PAS), and an overhead AL1/12-ST1A

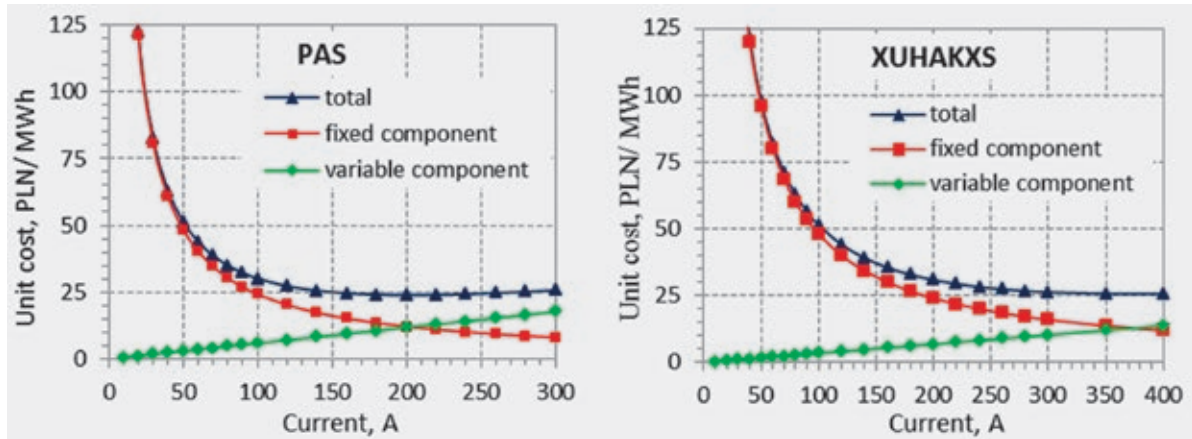


Fig. 2. Dependence of unit transfer cost components on the current inflow in PAS line and XUHAKXS cable line

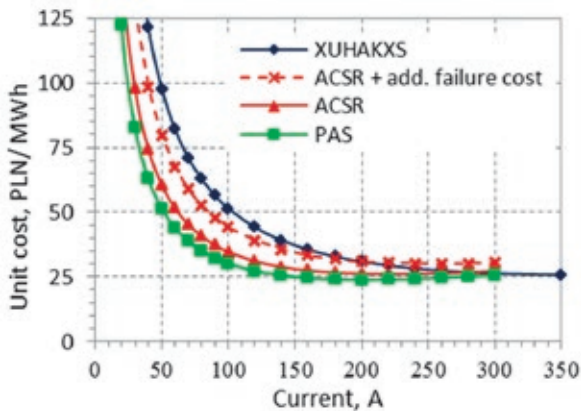


Fig. 3. Comparison of unit transfer cost as a function of the line current inflow for peak power usage time $T_s = 3500$ h/a

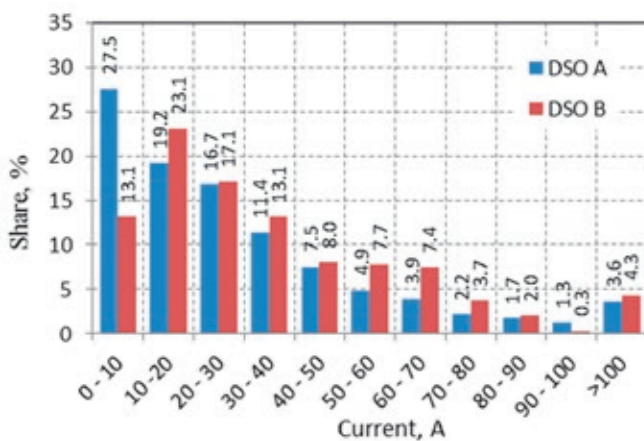


Fig. 4. Histogram of current inflows to MV grids of two operators

line (ACSR). The construction costs and fixed operating costs were adopted according to data provided by a distribution grid operator. In the capital expenditure calculations the costs were neglected of overhead lines' branches to transformer substations,

and of cable lines' connectors. The lines' 35-year life was assumed (capital costs were spread over the period). The unit cost of power and energy losses and the discount rate were adopted as in the transformer replacement exercise.

Fig. 2 shows the dependence of the unit transfer cost components calculated for PAS and cable lines on the line current inflow for peak power usage time $T_s = 3500$ h/a.

The unit total costs of energy transfer in PAS and cable lines are minimal at current inflows ca. 200 A and over 400 A, respectively, the later beyond the continuous current carrying capacity.

Fig. 3 shows graphs of unit cost of power transmission as a function of the current inflows to the main line for comparable types of lines and, additionally, for the ACSR main line. The unit costs were calculated assuming increased fixed operating costs (periodic occurrences were taken into account of catastrophic weather conditions that cause a rise in the average annual operational costs by 85,000 PLN).

It may be concluded from the graphs in Fig. 3 that at a current above 280 A the cost of transmission in the cable line would be lower than that in the overhead ACSR line, and with the increased costs of failure at 200 A load. The unit cost of transmission in the cable line would be lower than in the PAS line type only at ca. 300 A load, which is beyond its continuous current carrying capacity. The calculations show that the PAS line is better than the ACSR line in the entire load range.

It should be noted that for smaller current in flows to the line unit cost differences are significant. At 100 A current of the unit cost of transmission in the cable line is by ca. 70% higher than in the PAS line, and at 50 A current by ca. 90% higher.

Fig. 4 shows a histogram of the currents inflows to MV circuits in the lines' supplying substations at peak loads in the grids of two DSOs. The data relate to 639 circuits in the grid of DSO A and 350 circuits in the grid of DSO B. Fig. 4 shows that in the grids of DSO A and DSO B more than 80% and nearly 75%, respectively, of the current inflows to MV circuits amount to 0–50 A. It should be added, however, that smaller currents mainly flow into relatively short circuits directly supplying moderate industrial loads.

The currents in local grid supplying circuits amount to 50–100 A. It means that replacing overhead lines with cable lines is from the economic point of view ineffective. However replacing ACSR lines with PAS lines is reasonable.

Summary

Based on the results of calculations it may be concluded that the replacement of transformers manufactured before 1975 can be profitable even in the absence of subsidies, while replacing technically sound transformers manufactured after 1975 is not economically justified, even with significant co-financing.

Replacement of overhead lines with cable lines is not profitable even in the areas where every few years lines get catastrophically iced.

Because of their lower operating costs it is reasonable to increase the use of PAS type lines in local distribution grids.

REFERENCES

1. J. Adamczyk, „Efektywność przedsiębiorstw sprywatyzowanych” [Effectiveness of privatised businesses], AE, Kraków, 1995.
2. A. Kot et al., “Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks”, *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, No. 6, pp. 190–195, 2013.
3. J. Paska, “Ekonomika w elektroenergetyce” [Economics in the power industry], Publishing House of Warsaw University of Technology, Warszawa, 2007.
4. “Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych” [Electricity losses in distribution networks], edited by J. Kulczycki, Published by Polish Association of Electricity Transmission and Distribution, Poznań, 2009.
5. „Projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050” [Draft of Polish energy policy until 2050], Warszawa, August 2014.
6. „European Union Commission Regulation”, No. 548, 21 May 2014.
7. W. Szpyra, “Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn” [Efficiency of idling MV/LV transformers reactive power compensation], *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 87, No. 2, pp. 144–146, 2011.

Waldemar Szpyra

AGH University of Science and Technology

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Graduated as MSc in electrical engineering from the Faculty of Electrical Engineering of AGH University of Science and Technology in Kraków (1975). Gained his doctoral degree at the Faculty of Electrical Engineering, Automation, Computer Science and Electronics of the same university (1998). Now an assistant professor at the Department of Electrical and Power Engineering of his alma mater. He studies modelling, operating condition estimation and performance optimization of distribution networks, the use of artificial intelligence methods in the power sector, and power management and transmission and distribution effectiveness.

Wiesław Nowak

AGH University of Science and Technology

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Graduated as M.Sc. Eng. from AGH University of Science and Technology (1988). He obtained his doctoral (1995) and postdoctoral (2006) degrees in electrical engineering at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology. Since 1987, a researcher/lecturer at AGH University of Science and Technology, now in the rank of associate professor. His research speciality is electrical power engineering, and his main research interests refer to power grid analysis.

Rafał Tarko

AGH University of Science and Technology

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

He received his master's degree in electrical engineering, specialization in electrical engineering, at the Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology (2001). PhD obtained at the same faculty (2007). He has been working at the Department of Electrical and Power Engineering of the University of Science and Technology since 2001. His main research interest is the analysis of operational and electromagnetic stress related to transient states in power systems

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 120–125. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Efektywność dystrybucji energii elektrycznej

Autorzy

Waldemar Szpyra
Wiesław Nowak
Rafał Tarko

Słowa kluczowe

elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, rachunek kosztów, efektywność dystrybucji energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule rozważono wybrane zagadnienia z zakresu rachunku kosztów oraz sposobów wykorzystywanych do oceny efektywności w elektroenergetyce. Przedstawiono wyniki analizy efektywności wymiany transformatorów dystrybucyjnych SN/nn oraz porównano jednostkowe koszty przesyłania energii, przy wykorzystaniu różnych typów linii średniego napięcia. Wyniki obliczeń potwierdzają opłacalność wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem. Wymiana transformatorów wyprodukowanych po 1975 roku – tylko w celu ograniczenia strat energii – nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. Jeśli chodzi o przesyłanie energii w terenowych sieciach rozdzielczych, to zasadne jest bardziej powszechne wykorzystywanie linii typu PAS. Kablowanie tych sieci przy obecnych zasadach naliczania bonifikat za przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu nie jest opłacalne, nawet na terenach szczególnie narażonych na występowanie katastrofalnego oblodzenia przewodów.

Wprowadzenie

Jednym z głównych celów polityki energetycznej Polski jest poprawa efektywności energetycznej [5]. W tym dokumencie 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 nowej 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. Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej nr 548/2014 z 21 maja 2014 roku [6] wprowadza ograniczenie maksymalnego poziomu strat jałowych i obciążeniowych w nowo instalowanych transformatorach energetycznych. Z rozporządzenia wynika, że od 1 lipca 2015 roku jest instalowanie transformatorów klasy AoCk, a od 1 lipca 2021 roku transformatorów o stratach stanu jałowego mniejszych 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. Obie grupy metod wymagają poniesienia określonych kosztów, z tą różnicą, że w wyniku działań bezinwestycyjnych nie powstają nowe środki trwałe i poniesione wydatki można zakwalifikować do kosztów eksploatacyjnych. Do najbardziej popularnych obecnie inwestycyjnych metod ograniczania strat należą: kompensacja mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn, wymiana starych transformatorów o dużych stratach na nowe, a także modernizacja istniejących oraz budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych. Zagadnienia efektywności kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych przedstawiono m.in. w [2, 7]. Realizacja podejmowanych działań wymaga poniesienia określonych (często bardzo

dużych) nakładów inwestycyjnych, dlatego też każda decyzja o wydatkowaniu środków na realizację inwestycji w elektroenergetyce powinna być poprzedzona wnikliwą analizą techniczną i ekonomiczną. Analiza techniczna obejmuje m.in. właściwy dobór urządzeń (obciążalność, szeroko pojęte bezpieczeństwo, wpływ na środowisko), a także ocenę wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii elektrycznej. Wykonanie takich analiz nie nastręcza 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, wykonywane są 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.

Rachunek kosztów w elektroenergetyce

Do oceny i porównania różnych wariantów rozwiązań technicznych w elektroenergetyce dosyć powszechnie wykorzystuje się rachunek kosztów rocznych [3, 3]. 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 K_r , 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):

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

przy czym:

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 koszty 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 szczytowej obciążeniu (wobec braku danych pomiarowych, w praktyce dla sieci rozdzielczych często przyjmuje się wartość $\delta_s = 1$), k_E – jednostkowy koszt zakupu energii na pokrycie strat.

Do kosztów zawodności, w przypadku przedsiębiorstw sieciowych, zalicza się koszty napraw awaryjnych uszkodzonych elementów sieci, utracone opłaty przesyłowe oraz koszty bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom, które są naliczane tylko w przypadku przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu. Przy porównaniu wariantów, które nie różnią się pod względem awaryjności, koszty te są pomijane. W przypadku, gdy analiza obejmuje dłuższe okresy czasu, a ponoszone koszty oraz uzyskiwane efekty są różne w poszczególnych latach, wówczas sprowadza się je do porównywalności, stosując rachunek dyskonta.

Efektywność

Słowo „efektywność” (łac. *effectivus* – skuteczny) stało się w ostatnich latach nieomal słowem kluczem w różnych wystąpieniach i 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 podjętych 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:

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

- sprawność jako stosunek efektów do poniesionych nakładów:

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

- jednostkowy koszt uzyskania efektu:

$$k_j = \frac{N}{E} \quad (9)$$

w których:

E – efekt (wynik) podjętych działań, N – nakłady poniesione na realizację działań. W wyrażeniach 6–9 – zarówno nakłady, jak i efekty są zazwyczaj wyrażone w jednostkach monetarnych. W niektórych sytuacjach, gdy określenie efektów w jednostkach monetarnych jest niemożliwe, efekty można również wyrazić w jednostkach naturalnych, np.: gdy celem podjętych działań jest ograniczenie odchylenia napięcia w sieci, wówczas efekty można wyrazić jako pierwiastek z sumy kwadratów odchylenia napięcia w 10-minutowych interwałach czasu. 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, przy czym 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 dynamiczne polegają na określeniu: równoważnego kosztu rocznego, równoważnego kosztu jednostkowego, wartości zaktualizowanej netto, wewnętrznej stopy zwrotu (prostej i zmodyfikowanej) oraz wskaźnika rentowności.

Metody statyczne nie uwzględniają wpływu czasu na wartość pieniądza oraz zysków osiąganych po okresie zwrotu nakładów inwestycyjnych. W metodach dynamicznych uwzględnia się koszty (lub koszty i przychody) w całym okresie realizacji i eksploatacji inwestycji, sprowadzając je, przy wykorzystaniu rachunku dyskonta, do wspólnego momentu w czasie (roku zerowego).

Do najczęściej wykorzystywanych w elektroenergetyce metod porównywania wariantów rozwiązań 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:

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

natomiast równoważne koszty jednostkowe z zależności:

$$k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+p)^{-t}} \quad (11)$$

w których:

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. Do tego celu można 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:

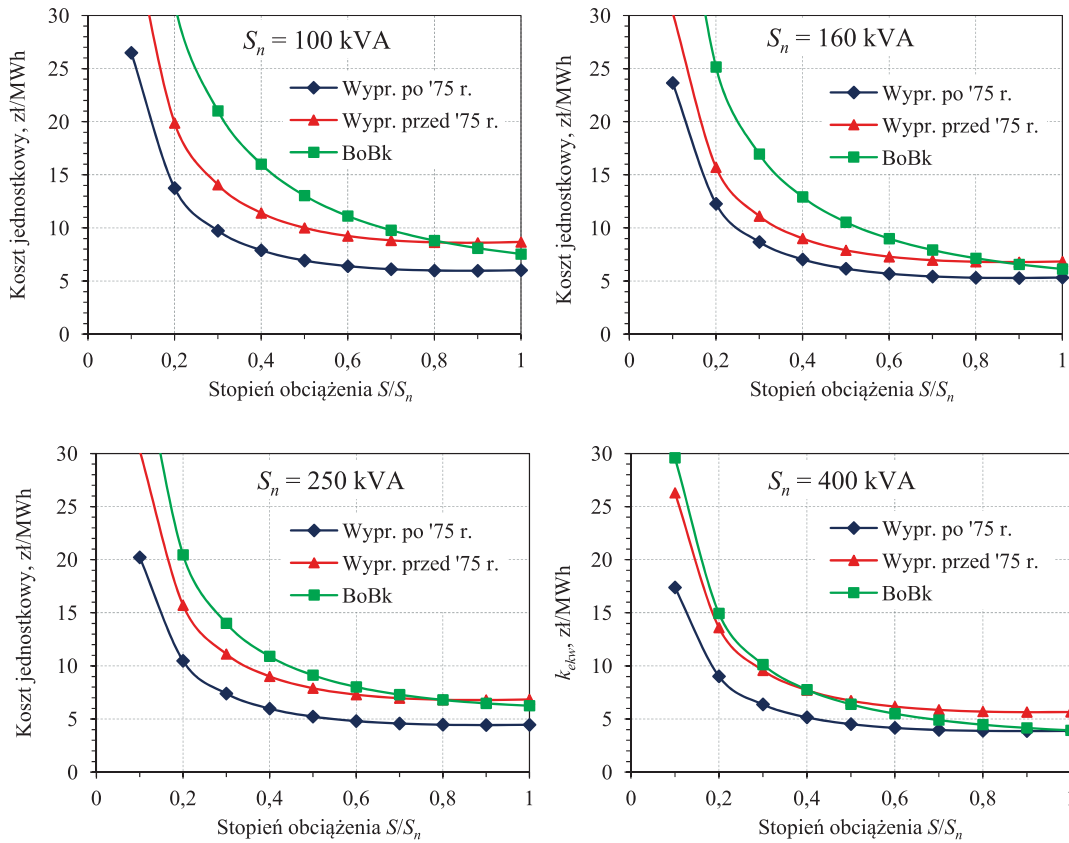
$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^N (CI_t - CO_t) (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} \quad (12)$$

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). Wskaźnik $NPVR$ informuje, jaki zysk w całym analizowanym okresie przynosi każda zainwestowana jednostka monetarna.

S_n [kVA]	Rodzaj transformatora								
	Wyprodukowany przed 1975 rokiem		Wyprodukowany po 1975 roku		Ao-10%Ak		BoBk		Cena [zł]
	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	
100	495	2 300	260	1 600	130	1 250	180	1 475	13 700
160	700	3 300	400	2 250	189	1 750	260	2 000	18 130
250	970	4 700	520	3 000	270	2 350	360	2 750	19 800
400	1 390	6 000	750	4 250	387	3 250	520	3 850	25 450
630	1 950	9 450	970	6 100	540	4 600	680	5 600	35 600

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



Rys. 1. Jednostkowe koszty transformacji dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 4500$ h/a

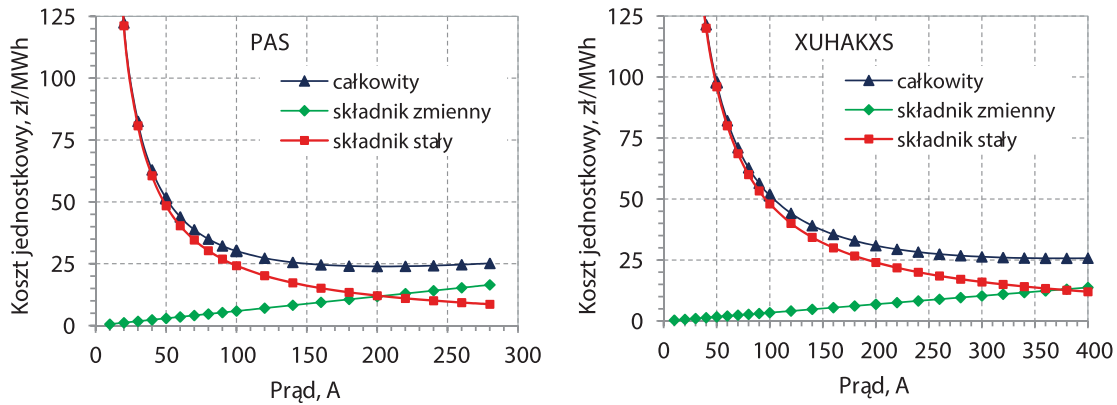
Efektywność wymiany transformatorów
W ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i środowisko 2007–2013”, działanie 9.2 „Efektywna dystrybucja energii”, operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce dokonali wymiany blisko 2 tys. sztuk transformatorów SN/nn. Transformatory zostały zastąpione transformatorami klasy BoBk o takiej samej lub (w przypadku transformatorów nietypowych) porównywalnej mocy znamionowej. Wybrane parametry znamionowe 3-fazowych transformatorów olejowych produkowanych przed i po 1975 roku, transformatorów klasy BoBk oraz transformatorów ze zmniejszonymi o 10% (w stosunku do klasy AoAk) stratami stanu jałowego zestawiono w tab. 1. W tabeli podano też średnie ceny transformatorów klasy BoBk. Transformatory klasy AoAk są o ok. 18% droższe od transformatorów klasy BoBk i o blisko 60% droższe od obecnie eksploatowanych w polskich sieciach transformatorów zbliżonych do klasy DoCk. W celu oceny efektywności ekonomicznej wymiany transformatorów wykonano obliczenia jednostkowych kosztów transformacji dla różnych czasów trwania obciążenia szczytowego w zależności od stopnia obciążenia transformatora. 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 $k_{es} = 0,045$ (koszty eksploatacyjne stałe transformatorów istniejących obliczono na podstawie cen nowych transformatorów), koszt wymiany transformatora

$K_{wym} = 4400$ zł/szt. Obliczenia wykonano dla transformatorów o mocach $S_n = \{100, 160, 250, 400\}$ kVA i czasach wykorzystania mocy maksymalnej $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, przy współczynniku mocy $\cos\varphi = 0,93$. W odniesieniu do istniejących transformatorów założono, że są one zamortyzowane, dlatego w obliczeniach pominięto koszty kapitałowe tych transformatorów. Zależność jednostkowych kosztów transformacji w funkcji stopnia obciążenia transformatora dla czasu $T_s = 4500$ h/a pokazano na rys. 1. Z wykresów pokazanych na rys. 1 wynika, że tylko w przypadku wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem nastąpi obniżenie jednostkowych kosztów transformacji, gdy stopień obciążenia transformatorów jest wysoki (powyżej 80%, a dla transformatora o mocy 400 kVA powyżej 40%). Wymiana transformatora wyprodukowanego po 1975 roku byłaby opłacalna tylko w przypadku transformatora o mocy 400 kVA, obciążonego co najmniej w 90%. W przypadku transformatora o mocy 400 kVA wyprodukowanego przed 1975 rokiem wymiana byłaby również opłacalna dla czasu $T_s = 3500$ h/a przy obciążeniu powyżej 60%, a dla $T_s = 2500$ h/a przy obciążeniu powyżej 80% mocy znamionowej. Transformator o mocy 160 kVA opłacałoby się wymienić przy czasie $T_s = 3500$ h/a i obciążeniu powyżej 90%. Należy tu dodać, że przeciętny stopień obciążenia transformatorów w sieciach dystrybucyjnych mieści się w przedziale 40–60%, a czasy wykorzystania mocy szczytowej

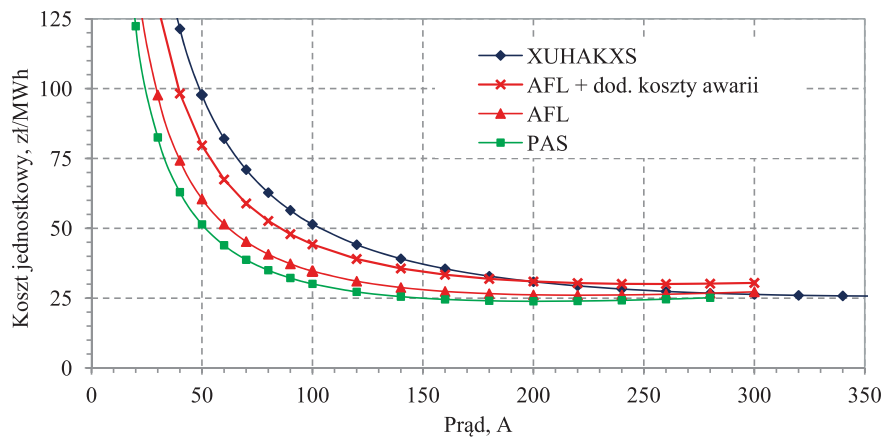
w sieciach terenowych są znacznie niższe (2000–3500 h/a). Uwzględnienie dotacji w wysokości 30% całkowitych kosztów wymiany powoduje, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem staje się opłacalna również przy krótszych czasach wykorzystania mocy maksymalnej i mniejszym stopniu obciążenia. W przypadku transformatorów wyprodukowanych po 1975 roku uwzględnienie 30% dotacji nie powoduje takiego obniżenia kosztów jednostkowych, by wymiana tych transformatorów stała się opłacalna.

Efektywność przesyłania energii

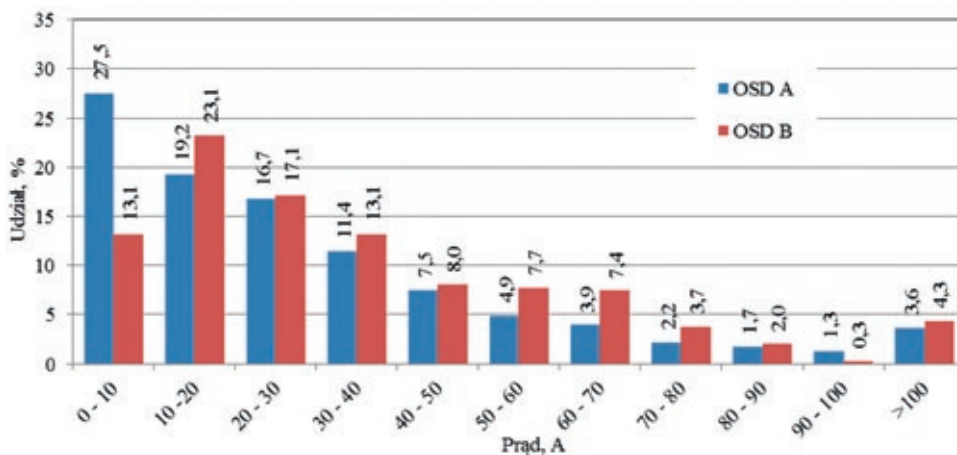
w terenowych sieciach średniego napięcia
Terenowe sieci średniego napięcia są w większości zbudowane jako linie napowietrzne z przewodami AFL-6 o przekroju 70 mm² w magistralach oraz 35 mm² w odgałęzieniach i odczepach do stacji transformatorowych. Większe przekroje przewodów spotyka się sporadycznie. Sieci te są narażone na bezpośrednie lub pośrednie oddziaływanie zjawisk atmosferycznych powodujących liczne, czasem rozległe i długotrwałe awarie (np. katastrofalne oblodzenie przewodów linii w okresie 8–28 stycznia 2010 roku na terenie niektórych miejscowości województw małopolskiego, śląskiego, łódzkiego i opolskiego), skutkujące długotrwałymi przerwami 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



Rys. 2. Zależność składników kosztów jednostkowych linii typu PAS z przewodami AAaXSn o przekroju 70 mm² i linii kablowej XUHAKXS 3 x 1 x 120 mm² od prądu wpływającego do linii



Rys. 3. Porównanie jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu wpływającego do linii dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 3500$ h/a



Rys. 4. Histogram wartości prądów wpływających do obwodów sieci SN dwóch operatorów

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), zasilającej 37 stacji transformatorowych SN/nn na obszarze Jury Krakowsko-Częstochowskiej, wyniosły prawie 970 tys. zł, a koszty wynikające

z niedostarczenia energii ponad 600 tys. zł. Podobne awarie na analizowanym obszarze miały miejsce w 1989, 1997 i 2002 roku. Wynika stąd, że średni cykl występowania takich awarii wynosi ok. 7 lat. Operatorzy sieci dystrybucyjnych poszukują więc rozwiązań, które zapobiegałyby takim awariom. Rozważane jest zastąpienie całych

linii lub ich fragmentów liniami typu PAS lub kablowymi. O wyborze wariantu rozwiązania powinien decydować rachunek ekonomiczny. W celu porównania rozwiązań najczęściej branych pod uwagę przy modernizacji linii na terenach narażonych na długotrwałe awarie wykonano obliczenia

jednostkowych kosztów przesyłania w zależności od wartości prądu wpływającego do linii i różnych czasów wykorzystania mocy szczytowej $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, zakładając, że obciążenie jest rozłożone równomiernie wzdłuż linii. Obliczenia wykonano dla magistral wykonanych jako linia kablowa z żyłami aluminiowymi o przekroju 120 mm², linia napowietrzna typu PAS z przewodami AASXSn o przekroju 70 mm² oraz linia napowietrzna z przewodami AFL-6 o przekroju 70 mm². Koszty budowy oraz koszty eksploatacyjne stałe przyjęto wg danych jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych. W obliczeniach nakładów inwestycyjnych pominięto koszty związane z wykonaniem odgałęzień i odczepów do stacji transformatorowych w przypadku linii napowietrznych, a w przypadku linii kablowej koszty złączy kablowych. Założono 35-letni okres eksploatacji linii (koszty kapitałowe zostały rozłożone na taki okres). Jednostkowe koszty strat mocy i energii oraz stopę dyskontową przyjęto jak w przykładzie dotyczącym wymiany transformatorów.

Na rys. 2 pokazano zależność składników jednostkowych kosztów przesyłania energii obliczonych dla linii typu PAS oraz linii kablowej od wartości prądu wpływającego do linii, dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 3500$ h/a.

Minimum jednostkowych całkowitych kosztów przesyłania energii wypada w przypadku linii wykonanej jako linia typu PAS przy prądzie wpływającym do linii ok. 200 A, a dla linii kablowej przy prądzie ponad 400 A, czyli większym od obciążalności długotrwałej.

Na rys. 3 pokazano wykresy jednostkowych kosztów przesyłania energii w funkcji prądu wpływającego do magistrali, dla porównywanych typów linii oraz dodatkowo, dla magistrali z przewodami AFL-6, koszty jednostkowe obliczono przy założeniu podwyższonych kosztów eksploatacyjnych stałych (uwzględniono okresowe

występowanie katastrofalnych warunków atmosferycznych powodujące wzrost średnich rocznych kosztów eksploatacji o 85 tys. zł).

Z wykresów na rys. 3 wynika, że przy prądzie powyżej 280 A koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe niż koszty przesyłania linią napowietrzna z przewodami AFL, a przy zwiększonych kosztach awaryjności przy obciążeniu równym 200 A. Jednostkowe koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe od kosztów przesyłania linią typu PAS dopiero przy obciążeniu ok. 300 A, czyli większym od obciążenia dopuszczalnego długotrwałej. Z obliczeń wynika, że linia typu PAS wypada korzystniej niż linia z przewodami AFL w całym zakresie obciążenia.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że przy mniejszych wartościach prądu wpływającego do linii różnice jednostkowych kosztów są znaczące. Przy prądzie równym 100 A jednostkowe koszty przesyłania linią kablową są o ok. 70% wyższe od kosztów przesyłania linią typu PAS, a przy prądzie równym 50 A o ok. 90% wyższe.

Na rys. 4 pokazano histogram wartości prądów wpływających do obwodów średniego napięcia w stacjach zasilających te linie w szczyt obciążenia w sieciach należących do dwóch OSD. Dane dotyczą 639 obwodów sieci OSD A oraz 350 obwodów sieci OSD B. Z rys. 4 wynika, że w przypadku sieci OSD A ponad 80%, a w przypadku sieci OSD B blisko 75% wartości prądów wpływających do obwodów sieci średniego napięcia mieści się w przedziale 0–50 A. Należy jednak dodać, że mniejsze wartości prądów dotyczą głównie stosunkowo krótkich obwodów zasilających bezpośrednio odbiorców przemysłowych o niezbyt dużej mocy. W przypadku obwodów zasilających sieci terenowe wartości prądów mieszczą się w przedziale 50–100 A. Wynika stąd, że zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi jest nieefektywne z ekonomicznego punktu widzenia. Natomiast stosowanie linii typu PAS zamiast linii z przewodami AFL jest uzasadnione.

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 1975 roku 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.

Bibliografia

1. Adamczyk J., Efektywność przedsiębiorstw sprywatyzowanych, AE, Kraków 1995.
2. Kot A. i in., Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, r. 89, nr 6, s. 190–195.
3. Paska J., *Ekonomia w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
4. *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*, red. Kulczycki J., 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 21 maja 2014.
7. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, r. 87, nr 2, s. 144–146.

Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975), a stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki tej samej uczelni (1998). Obecnie adiunkt w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną i efektywnością przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Wiesław Nowak

dr hab. inż., prof. n.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (1988), a następnie stopnie naukowe doktora (1995) oraz doktora habilitowanego (2006) w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1987 roku jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

Rafał Tarko

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale w 2007 roku. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.