

# Reactive Energy Billing in Operator Tariffs in Poland

## Authors

Paweł Bućko  
Artur Wilczyński

## Keywords

electricity tariffs, reactive energy billing, reactive power, energy market

## Abstract

The paper describes the current method of reactive energy billing in the tariffs of distribution grid operators in Poland. The current solutions are subject to critical assessment. Issues related to the motivation effect of the current solutions on consumers are analysed. Problems that occur in relation with connecting distributed generators to the distribution grid and challenges related to prosumer billing are indicated.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015401**

## 1. Introduction

Proper operation of high, medium and low voltage power supply grids requires that the loads supplied by these grids operate with a predefined power factor  $\cos\varphi$ . because the degree of the power system operation's approximation to the optimum conditions largely depends on the reactive power consumption. Therefore, reactive energy management plays an important role in relation to both technical and economic aspects of the power system operation. The main tool for stimulation of the energy consumption and its changes over time should be an effective tariff system [14]. The basis of reactive energy management should be the criterion of optimal deployment of reactive power sources throughout the power system. This involves setting a certain level of the power factor, which the electricity consumers are required to maintain. This coefficient can vary as a function of time and the area for which it is determined.

The task of a reactive power billing system is to stimulate behaviour of the electricity consumers which minimises adverse effects of the reactive power transfers in the power system, and thus improves the energy efficiency. The problem of energy efficiency improvement is indicated as an objective of the Energy Law [13]. Reactive power, as well as active power, is generated in generation units, but its sources are also components of the transmission and distribution system. Transmission and distribution system components are also important receivers of reactive power, which is why maintaining proper reactive power balances is often a problem of local importance.

Excessive reactive power transfer from the place of generation in the power system to the places of its use is the cause of negative effects, such as:

- increased active power losses
- decreased grid transfer capacity (throughput)

- changed grid voltage levels
- reduced generator output capacity.

Reactive power plays an important role in voltage regulation across the power system in response to active power flows, as well as in connection with reactive power consumption by users. As a result, the problems of reactive power flow control and voltage regulation must be dealt with together.

The demand for reactive power is characterized by rapid changes in time. The power system's requirements with regard to reactive power also are constantly changing, which is a result of the fluctuations in loads, occurrence of unforeseen phenomena in the system, as well as changing demand for reactive power resulting from power flows. A tool that effectively counteracts the negative effects of reactive energy transmission, thus stimulating the rational management of reactive power on the side of consumers, should be a system of billing for reactive power consumption used in tariffs for electricity end-users [5, 14]. The effectiveness of such stimulation depends on the proper structure of the system for reactive power billing. It was concluded in [6] that: "Tariffs are relatively cheap and effective load shaping methods, provided however that they are properly designed, which is a basic condition. It should be cost-effective for energy consumers to yield to the effect of the tariffs, i.e. it should ultimately save their expenses, of which they must be aware".

At the same time the tariff system with appropriate legal provisions concerning the power system operation and interconnection requirements should affect other power grid stakeholders, such as electricity generators, transmission system operators, and distribution system operators. Resulting from this impact should be efforts to improve the supplied power quality (system of penalties for poor quality should stimulate such efforts) and the power system efficiency. System operators should be able

to influence electricity generators regarding reactive energy generation. Such capabilities are currently limited with regard to distributed generation and prosumers, e.g. wind farms, which increasingly participate in the national power system.

## 2. Analysis of the rules to include reactive energy in operator tariffs

Since the beginning of 2008 the fees for the commercial supply and physical delivery of electricity have been accounted for by separate tariffs, developed by power grid and trading companies according to the guidelines set out in [10, 11]. Due to the fact that the grid companies operate under a natural monopoly, the tariffs for transmission and distribution are subject to approval by URE Energy Regulatory Office.

According to [10] the transmission fee rates are calculated broken down into the following rate components (§ 14.1):

- 1) transmission of electricity
- 2) use of the National Power System – a.k.a. quality rate (§ 14. 2.)
- 3) settlements, due to electricity exchange between the National Power System and the power systems of countries which are not EU Members – a.k.a. market rate (§ 14. 2).

The distribution fees rates are calculated with the following breakdown (§ 14.3):

- 1) distribution of electricity
- 2) use of the National Power System
- 3) read-out of metering/billing systems and their ongoing inspection.

The transmission and distribution fee rates, a.k.a. “grid rates” made up of (§ 14.7):

- 1) fixed component of grid rate - calculated per unit of contracted power, and for household electricity consumers – calculated depending on the metering/ billing system type
- 2) variable component of grid rate - calculated per unit of electricity consumed from the grid at the point of its delivery.

The variable component of grid rate is determined on the basis of the planned justified costs of:

- 1) electricity purchase in the amount necessary to cover the difference between the electricity input to the grid with a given rated voltage, and the electricity output from the grid by consumers, or transmitted and/or distributed to a grid with other rated voltage
- 2) variable costs of electricity transmission and/or distribution through grids with other rated voltages and grids of other operators or other power companies
- 3) fixed costs of electricity transmission and/or distribution in the part not included in the fixed component, according to Art. 45 Para. 5 of the Act [13].

In addition, Regulation [9] sets out the requirement that entities connected to a grid with the rated voltage 110 kV or higher should input and output reactive power at a power factor  $tg\phi$  below 0.4.

To the reactive power flows between transmission grids and 110 kV grids the requirement of IRiESP Transmission Grid Code [7] applies: “In the normal (undisturbed) grid operation the average 15-minute input power factor  $tg\phi$  for the distribution grid areas

agreed upon by the TSO and DSO should stay in the range of  $\langle 0.0; 0.4 \rangle$ , and the power factor shall be determined based on the aggregate active and reactive powers as measured on the border of these areas”.

Reactive energy management across the power system has a big impact on the quality and efficiency of electricity supply to consumers. The desirable, i.e. optimal from the point of view of the of the power system operating efficiency, behaviours of power grid users are driven by provisions governing the terms and conditions of interconnection to the grid and power system operation set out in Regulations of the Minister of Economy [8, 9], and the rules of reactive energy billing defined in the tariffs [10, 11, 13]. As can be concluded from the principles of electricity transmission and distribution billing, the cost of reactive power transfer is taken into account in a very aggregated way and occurs in the grid rate’s variable component.

The grid rate’s variable component reflects not only the actual cost of active energy losses in the grid, because it contains within itself also the so-called varied fixed costs. The applicable billing system does not reflect the economic effects of changing grid voltage conditions. Reactive power balance in the system depends largely on the current load on the system components and is subject to a much greater daily volatility than the active power balance. Reactive power surpluses (in load valleys) alternate with deficits. This has a significant impact on the voltage in the power grid. To ensure the voltage conditions and reactive power balances appropriate for proper system operation the transmission and/or distribution system operators are required to apply numerous technical measures, which generate costs on their side, while the capabilities of consumers and other entities (e.g. non-conventional energy sources) are not exploited.

The situation described above can still deteriorate with increasing share in the power system of unconventional sources, characterized by unstable and often unpredictable performance (e.g. wind and photovoltaic farms).

Regulations [7, 8, 9, 10] require such a reactive power flow that satisfies the limit presented as a suitable  $tg\phi$ , usually equal to 0.4, and in [7] set out as  $\langle 0.0; 0.4 \rangle$  interval. Only the “tariff” regulation provides that, depending on the grid conditions,  $tg\phi$  may be different than 0.4, but this deviation must be substantiated by an expert opinion.

The power factor  $tg\phi$  should be such that the requirement of the optimum operation of the power system is met. Its value must therefore arise from calculations and analyses for the whole system or its fragments. The  $tg\phi$  levels that satisfy the optimum system operation requirement may be different for different points of the system and most likely they change over time. It should therefore be considered whether these very values should be the basis for the development of billing procedures for the settlement between different entities connected to a common grid. Also taken into account must be the fact that such  $tg\phi$  values should be applied in the settlements, which will to some extent alleviate the present conflicts of interest between different entities connected to the power grid. On the one hand, distribution system operators in pursuit of improving their grids’

operating economics try to minimize the reactive power flows, and the role of transmission system operator consists managing the power system as to ensure efficient and safe operation of it as a whole. It should also be noted that the applicable regulations, which should support the tariff system, with regard to the rational reactive power management in the power system do not provide those responsible for its efficient operation (transmission and distribution system operators) with suitable tools to influence other power grid stakeholders who do not respect the reactive power generation requirements. The most problematic are small generation sources, e.g. wind farms, increasingly installed in the system. They input reactive power from the grid, but are often not capable to control it. This problem could be solved, it seems, by appropriate provisions in the Regulation on detailed requirements for the connection of such units to power grids, and the grids management and operation, or in the Regulation on detailed requirements for the power system operation and, possibly, other legal acts. These acts should provide for the obligation to maintain an appropriate level of  $tg\varphi$  (or an appropriate interval of the variation of it). Failure to meet this requirement could result in a complaint of the system operator filed with the President of URE Energy Regulatory Office. An alternative approach is to develop an appropriate procedure for the reactive energy billing in a case of  $tg\varphi$  deviation from that set out in tariff regulation.

With the inclusion of appropriate provisions in these acts, operators could more strongly influence electricity generators in the matter of reactive energy output.

### 3. Current rules of reactive energy billing

The rules of reactive energy billing are set out in the Regulation of the Minister of Economy of 18 August 2011 on the specific rules for the determination and calculation of tariffs and billing in electricity trading [10], and also in the subsequent amendment thereto [11], where this issue is addressed in § 45.1. The fee for reactive energy is charged for its so-called excessive consumption, which is construed as:

- electricity intake at a power factor  $tg\varphi$  in excess of the contractual rate  $tg\varphi_0$  (under-compensation), or
- inductive reactive energy intake in the absence of active energy intake, or
- active energy intake at a capacitive power factor, i.e. at  $tg\varphi < 0$  (over-compensation), both with and without active energy intake.

Billed for reactive energy consumption, in principle, are consumers supplied from a grid above 1 kV, i.e. a medium or high voltage grid. However, in justified cases, the charges may also apply to consumers supplied from low voltage grids (up to 1 kV), if it is specified in the respective interconnection conditions or comprehensive agreement.

The charge for excessive reactive energy, i.e. a reactive power intake in excess of that resulting from  $tg\varphi_0$ , is calculated by the following formula:

$$Q_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left( \sqrt{\frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + tg^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A \quad (1)$$

where:

$Q_b$  – charge for excess reactive energy in PLN;  $C_{rk}$  – the electricity price as referred to in Article. 23 Para. 2 Sect. 18 Point b of the Energy Law [13], applicable on the tariff approval date, expressed in PLN/MWh or PLN/kWh;  $tg\varphi_0$  – contractual power factor,  $tg\varphi$  – the power factor at which the reactive energy is consumed;  $A$  – active energy, consumed daily or in the time zone in which the reactive energy consumption is inspected, expressed in MW or kWh;  $k$  – price  $C_{rk}$  multiplier set out in the tariff.

Charged across the billing period is the excessive reactive energy intake defined as the surplus of this energy over that corresponding to  $tg\varphi_0$  – when:  $tg\varphi > tg\varphi_0$  measured in the zones where this energy intake is inspected, or daily, depending on the type of the metering system installed.

The power factor  $tg\varphi_0$  is set out in the respective interconnection conditions or contract for transmission or distribution service provision, or comprehensive agreement. It is generally adopted as:  $tg\varphi_0 = 0.4$ . In justified cases its lower value may be adopted, which requires an individual case specific expert opinion. In any case, however, the power factor  $tg\varphi_0$  may be lower than 0.2 [10]. If  $tg\varphi_0$  has not been set out in the interconnection conditions or contract for distribution services provision,  $tg\varphi_0 = 0.4$  should be adopted for the billing.

According to Regulation [9] maintaining  $tg\varphi_0 = 0.4$  is a prerequisite for maintaining the supply voltage within the limits specified therein. Power factor  $tg\varphi$  is the ratio of the reactive energy consumed daily or in the time zones, in which reactive energy consumption is inspected [in MVarh or kVarh] to the active energy consumed in the same periods of time [in MWh or kWh], subject to the reservation in § 45 Sect. 7 of the Regulation [10] referring to the situation shown below, i.e. the occurrence of rapid changes in the reactive power.

Where reactive power load quickly changes, the regulation allows billing the excessive reactive energy intake at a power factor over  $tg\varphi_0$  based on direct measurement of the reactive energy surplus. The charge is calculated according to formula 1, in which  $tg\varphi$  is determined in accordance to formula:

$$tg\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + tg\varphi_0 \quad (2)$$

where:

$\Delta E_b$  – reactive energy surplus, as measured by a metering device in the billing period [in MVarh or kVarh];  $A$  – active energy consumed daily or in the time zone in which reactive energy intake is measured [in MWh or kWh].

When operating with a capacitive power factor or consuming reactive but not active energy, the consumer is charged in the billing period with the product of the total reactive energy (referred to in Para. 1, Sect. 2 and 3 of the Regulation [10]), the electricity price [in PLN/MWh or PLN/kWh] applicable at the tariff

approval date, and coefficient “k” set out in the respective tariff. In its § 45 Sect. 9 the Regulation [10] provides for the charges for excessive reactive power intake in settlements between transmission system operators. The charge “does not apply in settlements between:

- transmission system operator and the operator of a distribution system with at least two supply points connected by the grid of the operator, in respect of these supply points;
- operators of distribution system, each of which has at least two supply points connected by the grid of the operator” [10].

Also included in § 45 Sect. 10 of the Regulation [10] is a recommendation how to proceed if the configuration of the grid and the deployment of metering/billing devices do not reflect the actual flows of the reactive power and energy input from or output to the grid of the relevant power company. In this case the reactive energy billing shall be determined on the basis of relevant measurements specific to the supply points, taken by the power company, consumer, or an independent third party, in a manner agreed upon by these entities, unless otherwise stipulated in the respective contract.

#### 4. Disadvantages of the current reactive energy billing mechanism

The currently used system of end-consumer billing for reactive energy does not sufficiently motivate these consumers to improve their power factors. The billing rules represent an attempt to use the existing obsolete metering systems with induction meters. Such a system has numerous disadvantages [1, 2, 4, 5].

Reactive energy intake is inspected by monitoring the consumer’s power factor  $tg\varphi$  which is determined as the ratio of reactive to active energy consumed during the billing period. Therefore no instantaneous values of the factor are taken into account, and the billing is based on its calculated values, which do not reflect well enough the physical phenomenon of reactive power consumption, changing, sometimes very significantly, over time. This way of billing is a simplification resulting from actual limitations of the existing traditional metering/ billing devices, and the effect of its use is the weak stimulation of rational reactive power management by electricity consumers.

A consumer is subject to penalty charges if:

- outputs reactive power to the grid
- inputs reactive power from the grid in such quantities as to exceed the power factor specified in the supply contract.

Especially in the first of the aforementioned cases, the penalties for the consumers are bothersome, even though this is not always economically justified.

In case of excessive reactive power consumption during certain periods but with little excesses over the contractual power factor  $tg\varphi_0$ , the penalties charged to consumers are not severe enough to justify the need to incur expenditures on compensating systems, and therefore they do not stimulate the consumers’ rational reactive power management.

The adverse effects of such excessive reactive power input from, or output to, the system tend to be temporary. The billing system

should therefore stimulate such electricity consumer behaviour that the instantaneous value of the power factor is maintained at an appropriate level. In principle neither the existing metering systems, nor the billing methods currently in place, control the instantaneous power factor, but are based on the measurement of active and reactive energy consumption in the billing period (month). Due to the active and reactive power intake consumption variability in time the factor so calculated usually does not capture even significant but temporary excesses over  $tg\varphi_0$ .

The reactive power billing system currently in place [10, 11] employs active and reactive energy meter measurements. The advantage of such measurements is their simplicity and low costs, however the system has a major drawback, namely it does not reflect the costs incurred in the supplier grid resulting from excessive reactive power intake. The main disadvantage of this system is that it does not record instantaneous power factors, i.e. does not take into account either the fixed costs of reactive power delivery to the consumer, or the consumer’s impact on instantaneous voltages in the grid and the costs associated with exceeding the permissible voltages [5].

It follows from the above that the measured reactive energy can not therefore be directly regarded as a carrier of the costs of its delivery. The existing system of customer billing for excessive reactive energy consumption is a very simplified form of accounting for the cost of active energy losses due to reactive power consumption. The billing system does not reflect, inter alia, the economic effects of changes in voltage conditions in the grid, which can be determined by way of fairly tedious calculations.

Some electricity suppliers use the opportunity to charge for fast reactive power load changes. Such a billing method was developed as a result of research conducted at the Institute of Power Engineering of Wrocław University of Technology [1, 2, 3]. It allows charging these electricity consumers, who contribute to the formation of unfavourable power grid operating conditions. It is a pity that this is not common practice.

The resulting power factor  $tg\varphi$  in equation (1) is calculated as the average for monthly billing periods, which virtually obscures the picture of dynamic changes in the active and reactive power intakes. This has adverse effects on the power system operation, because the so-called irregular receivers (e.g. cranes, welders and others) with their dynamic power consumption cause deep and fast voltage dips.

A research carried out in real conditions has shown that as regards some consumers the results of excessive reactive energy intake derived by the direct and indirect (with meters for dynamic reactive power measurement) methods differed by more than 70% at the expense of the electricity supplier. The use of meters for dynamic measurement of excessive reactive power consumption would allow to identify consumers with fast-changing reactive energy intakes, while on the other hand the use of an appropriate billing method would be an incentive for them to install dynamic reactive power compensators.

It also seems important that end-consumers, apart from charges for excessive reactive energy consumption, might also be granted discounts if their  $tg\varphi < tg\varphi_0$ . This solution offers a two-sided



benefit - for system users and operators alike. It seems that there is no threat that variable costs are not covered, since both the charge rates and the  $tg\varphi$  level may be updated as the power grid conditions change.

It should be emphasised when assessing the current reactive power billing method that it is characterized by quite moderate pressure on consumers, i.e. poor stimulation of their desired behaviours. It's worth recalling here that in the early 1990s a billing method was proposed involving progressive rates beyond  $tg\varphi_r$ , which came into force upon the introduction of a new price list for end-users in 1992 [2]. The billing method consisted of determining the rate - surcharge for reactive power consumption relative to (as percentage of) the active energy consumption fees [14]. The desired effect of driving the expected electricity consumer behaviour was ensured by the adoption of progressively increasing fee rates, depending on  $tg\varphi$ . The system quite effectively influenced electricity consumers. This billing method employing progressively increasing reactive energy charges was in force until 1999. It was assessed, in principle, positively since it provided a powerful stimulation tool in the reactive power area. Unfortunately, it was abandoned and power companies developed their own billing formulas.

With the electricity prices deregulation in 2000 the reactive energy billing selection flexibility was introduced. Many distribution companies followed the pattern of existing billing rules, although some had introduced some changes to their pricing methods. Changes made by distribution companies were in many cases negatively evaluated, and a critical overview of these changes is presented in [12]. It was found, inter alia, that reactive energy consumption was substantially overcharged in 2000. It was emphasized in n [12] that the charges for excessive reactive energy intake had not been based on an analysis of the costs of redirecting the reactive energy excess to customers, but were so selected as to stimulate their reactive power compensation, which, however, would not have been too great a sin, if they were not grossly overestimated. They should only be on such a level that capacitor banks installation would pay off to the customers. In conclusion, the hitherto used method of reactive power intake billing to electricity consumers can be assessed as a very low-effective tool of stimulation to reduce the adverse effects of reactive power flow in power grids that reduce the efficiency of the power system operation, as well as adversely affect the electricity quality.

The currently used billing system does not account for the harmful effects caused by the use of receiver equipment with non-linear characteristics. Irrespective of the excessive reactive power flow in the power system, the adverse impact on its operation has the presence of higher harmonics in the current and voltage waveforms. This phenomenon increases with the dynamic development of power electronics applications. The growing share of these devices in the power grid is the cause of increased disturbance in the grid, which obviously burdens the electricity suppliers, even though they did not cause them.

Also emphasized should be the need for deliberate forwarding of proceeds from reactive energy charges to capital expenditure

project which improve electricity quality and its delivery efficiency.

## REFERENCES

1. J. Borecki et al., "Problemy rozliczeń za pobór energii biernej [Problems of billing for reactive power intake]", *Energetyka*, No. 11, 1992.
2. J. Borecki, A. Wilczyński, "Propozycja metody pomiaru energii biernej dla celów rozliczeniowych z odbiorcami" [A proposal of the method reactive energy metering for customer billing purposes], *Elektroenergetyka*, No. 1, PSE SA Warszawa, 1993.
3. J. Borecki, T. Olichwer, A. Wilczyński, "Odbiorcy niespokojni – ich identyfikacja i rozliczanie za pobór energii biernej" [Irregular recipients – their identyfikacja and accounting for reactive power intake], Scientific-Engineering Conference "The electricity market: billing systems and tariffs", Lublin University of Technology, Kazimierz Dolny, 20–21 April, [in:] conference proceedings, 1995.
4. J. Borecki, A. Wilczyński, "Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej" [Examination of the energy tariff structure taking into account reactive power in view of stimulating electricity user behaviour], Commissioned Research Project PBZ-MEiN-1/2/2006, "National energy security", task 7, topic 7.1, points: 7.1.3.D E. Wrocław University of Technology, Institute of Power Engineering, Wrocław, 2008.
5. P. Bućko, "Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej" [Examination of the energy tariff structure taking into account reactive power in view of stimulating electricity user behaviour], Commissioned Research Project PBZ-MEiN-1/2/2006 "National energy security", task 7, topic 7.1, point: 7.1.3.D, Gdańsk University of Technology, Gdańsk, December 2007.
6. J. Malko, A. Wilczyński, "Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej" [Cost-effective, rational or efficient use of electricity], *Energetyka*, No. 9, 2007.
7. „IRiESP Transmission Grid Code. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci" [Terms of grid service, load management, operation and development planning]. PSE SA, consolidated text as per update chart CK/1/2012 approved by the URE President No. DPK-4320-2(16)/2010–2013/LK of 29 January 2013.
8. "Regulation of the Minister of Economy and Labour of 20 December 2004 on the detailed requirements for the connection of entities to power grids, and the grids management and operation", *Journal of Laws*, No. 2, item 6, 2005.
9. "Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed requirements for the operation of the power system", *Journal of Laws*, No. 93, item 623, 2007.
10. "Regulation of the Minister of Economy of 18 August 2011 on the specific rules for the determination and calculation of tariffs and billing in electricity trading", *Journal of Laws*, No. 189, item 1126, 2011.
11. "Regulation of the Minister of Economy of 27 April 2012 amending the regulation on the specific rules for the determination and calculation of tariffs and billing in electricity trading", *Journal of Laws*, No. 2, item 535, 2012.

12. Szostek T., "O potrzebie zmiany obecnie stosowanych zasad rozliczeń odbiorców finalnych za pobieraną energię bierną" [About the need to change the current rules of end-consumers billing for reactive energy intake], *Energetyka*, No. 10, 1999.
13. "The Act of 10 April 1997", *The Energy Law, Journal. of Laws*, No. 89, item 625, as currently amended, 2006.
14. Wilczyński A., "Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną" [Tariff systems as a tool of economic control of demand for electric power and energy], *Prace Naukowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej*, nr 68, Monografie nr 25, Wrocław, 1990.

---

### **Paweł Bućko**

Gdańsk University of Technology

e-mail: pbrucko@ely.pg.gda.pl

Dr. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His research activity is associated with the power sector's economics, with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with the issues of rational energy usage.

### **Artur Wilczyński**

Wrocław University of Technology

e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering in Wrocław University of Technology (1971). Received his doctoral degree at the Institute of Power Engineering of Wrocław University of Technology (1977), and received a post-doctoral degree in economic sciences at the Faculty of Management and Computer Science of Wrocław University of Economics (1991). In 1998–1999 he worked on behalf of the head of the Network and Power System Department at the Institute of Power Engineering of Wrocław University of Technology, and became the head of this Department in 2005. At the same time, he was employed as full-time professor at the Institute of Power System Automation in Wrocław in 1993–2001, where he served as the head of Department of Economics, Pricing and Forecasting in Power Engineering. He was awarded the title of a professor of technical sciences in 2007. Since 2011, he has had the full professor degree of Wrocław University of Technology. He has taken part in many research projects, including ones financed by KBN, usually as project manager. He is the author or co-author of over 140 publications and 80 reports from the research.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Rozliczenia za energię bierną w taryfach operatorów w Polsce

### Autorzy

Paweł Bućko  
Artur Wilczyński

### Słowa kluczowe

taryfy elektroenergetyczne, rozliczenia za energię bierną, moc bierna, rynek energii

### Streszczenie

W artykule opisano aktualny sposób rozliczeń za energię bierną stosowany w taryfach operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce. Dokonano krytycznej oceny obecnych rozwiązań. Przeanalizowano zagadnienia związane z motywacyjnym oddziaływaniem obecnych rozwiązań na odbiorców. Zasygnalizowano problemy pojawiające się w związku z przyłączaniem rozproszonych wytwórców do sieci dystrybucyjnych oraz wyzwania związane z rozliczaniem prosumentów.

### 1. Wprowadzenie

Prawidłowa eksploatacja sieci zasilających wysokiego, średniego i niskiego napięcia wymaga m.in. spełnienia warunku, aby odbiorniki zasilane z tych sieci pracowały w warunkach przy zadanych poziomach współczynnika mocy  $\cos\phi$ . Od ilości pobieranej energii biernej zależy bowiem w znacznej mierze stopień przybliżenia eksploatacji systemu elektroenergetycznego do warunków optymalnych. Gospodarka energią bierną odgrywa więc ważną rolę w odniesieniu zarówno do aspektów technicznych pracy, jak również do ekonomicznej eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Głównym narzędziem stymulującym poziom zużycia tej energii i jego zmiany w czasie powinien być skuteczny system taryfowy [14]. Podstawę gospodarki energią bierną powinno stanowić kryterium optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w całym systemie elektroenergetycznym. Wiąże się to z ustaleniem określonego poziomu wartości współczynnika mocy, do którego utrzymania zobowiązani są odbiorcy energii elektrycznej. Współczynnik ten może się zmieniać w funkcji czasu oraz obszaru, dla którego jest wyznaczany.

Zadaniem systemu rozliczeń za moc bierną jest takie stymulowanie zachowań użytkowników energii elektrycznej, które prowadzą do minimalizacji negatywnych skutków przesyłowej mocy biernej, pojawiających się w systemie elektroenergetycznym, a co się z tym także wiąże, do poprawy efektywności energetycznej. Problem poprawy efektywności energetycznej wskazywany jest jako cel ustawy Prawo energetyczne [13]. Moc bierna, podobnie jak moc czynna, generowana jest w jednostkach wytwórczych, jednakże jej źródłem są również elementy systemu przesyłowego i rozdzielczego. Elementy układu przesyłowego i rozdzielczego są jednocześnie istotnymi odbiornikami mocy biernej, dlatego utrzymanie właściwych bilansów mocy biernej jest często problemem o znaczeniu lokalnym. Nadmierny przesył mocy biernej, od miejsca jej wytworzenia w systemie elektroenergetycznym do miejsc jej użytkowania, jest przyczyną występowania negatywnych skutków, jak na przykład:

- zwiększenie strat mocy czynnej
- zmniejszenie zdolności przesyłowej (przepustowości) sieci
- zmiany poziomów napięć w sieci
- ograniczenie zdolności produkcyjnych generatorów.

Moc bierna odgrywa istotną rolę w procesie regulacji napięć w całym systemie elektroenergetycznym, w odpowiedzi na przepływy mocy czynnej, jak również w związku z poborem mocy biernej przez użytkowników. W rezultacie problemy sterowania rozpiętymi napięciami oraz regulacji napięć muszą być rozwiązywane łącznie. Zapotrzebowanie na moc bierną cechuje się szybkimi zmianami w czasie. Wymagania ze strony systemu elektroenergetycznego, dotyczące poziomu mocy biernej, też ulegają ciągłym zmianom, co jest rezultatem fluktuacji obciążeń, występowaniem nieprzewidywalnych zjawisk w systemie, a także zmieniającego się zapotrzebowania na moc bierną, wynikającego z przepływów mocy. Narzędziem skutecznie przeciwdziałającym negatywnym skutkom przesyłu energii biernej, a więc stymulującym racjonalną gospodarkę mocą bierną po stronie odbiorców, powinien być system rozliczeń za pobór mocy biernej, stosowany w taryfach dla odbiorców finalnych [5, 14]. Skuteczność tej stymulacji zależy jednak od właściwej konstrukcji systemu rozliczeń za moc bierną. W pracy [6] stwierdzono, że „Taryfy są relatywnie tanie i skuteczną metodą kształtowania obciążeń, spełniony musi być jednak podstawowy warunek, że będą właściwie zaprojektowane. Poddawanie się przez odbiorcę energii oddziaływaniu taryf powinno być dla niego opłacalne, czyli w efekcie przynieść mu oszczędności finansowe, czego musi on być świadomy”.

Jednocześnie system taryfowy wraz z odpowiednimi zapisami prawnymi, dotyczącymi funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz warunków przyłączenia, powinien oddziaływać na inne podmioty korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej, na przykład na producentów energii elektrycznej, operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych. Efektem tego oddziaływania powinno być podejmowanie działań związanych z poprawą jakości dostarczanej energii elektrycznej (system kar za złą jakość powinien

takie działania stymulować) i działań dotyczących poprawy efektywności pracy systemu elektroenergetycznego. Operatorzy systemu powinni posiadać możliwość wpływu na wytwórców energii elektrycznej odnośnie generacji energii biernej. Takie możliwości są obecnie ograniczone w odniesieniu do generacji rozproszonej i prosumentów, np. do farm wiatrowych, których coraz więcej pojawia się w krajowym systemie.

### 2. Analiza zasad uwzględniania energii biernej w taryfach operatorów

Od początku 2008 roku opłaty za działalność handlową i związaną z fizyczną dostawą energii elektrycznej są rozliczane za pomocą osobnych taryf, opracowywanych według wytycznych zawartych w [10, 11], przez przedsiębiorstwo sieciowe i przedsiębiorstwo obrotu. Ze względu na to, że przedsiębiorstwa sieciowe działają w warunkach naturalnego monopolu, taryfa za przesył i dystrybucję podlega zatwierdzeniu przez Urząd Regulacji Energetyki.

Według [10] stawki opłat przesyłowych są kalkulowane z uwzględnieniem podziału na następujące stawki (§ 14.1):

- 1) przesyłania energii elektrycznej
- 2) korzystania z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – zwana stawką jakościową (§ 14.2.)
- 3) prowadzenia rozliczeń, z tytułu wymiany energii elektrycznej między Krajowym Systemem Elektroenergetycznym a systemami elektroenergetycznymi państw niebędących członkami Unii Europejskiej – zwana stawką rynkową (§ 14.2).

Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem następującego podziału (§ 14.3):

- 1) dystrybucja energii elektrycznej
- 2) korzystanie z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego
- 3) odczytywanie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżąca kontrola.

Stawki opłaty przesyłowej i dystrybucyjnej, zwane „stawkami sieciowymi”, zawierają (§ 14.7):

- 1) składnik stały stawki sieciowej – obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej

w gospodarstwie domowym – obliczany w zależności od rodzaju układu pomiarowo-rozliczeniowego

- 2) składnik zmienny stawki sieciowej – obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczenia.

Składnik zmienny stawki sieciowej wyznacza się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) kosztów zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych
- 2) kosztów zmiennych przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych
- 3) kosztów stałych przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy [13].

Oprócz tego w rozporządzeniu [9] podano warunek, że podmioty przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny wprowadzać do tej sieci lub z niej pobierać moc bierną przy współczynniku  $tg\varphi$  mniejszym niż 0,4.

W zakresie przepływów mocy biernej, pomiędzy siecią przesyłową a 110 kV, mają zastosowanie wymagania zawarte w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” [7], które stanowią „W normalnym stanie pracy sieci (dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń) średnie 15-minutowe wartości współczynnika  $tg\varphi$  poboru mocy dla uzgodnionych przez OSP i OSD obszarów sieci dystrybucyjnej powinny zawierać się w przedziale  $<0,0; 0,4>$ , przy czym dla wyznaczenia współczynnika przyjmuje się sumę wartości mocy czynnej i sumę wartości mocy biernej, pomierzonych na granicy tych obszarów”.

Gospodarka energią bierną w całym systemie elektroenergetycznym ma duży wpływ na jakość i efektywność dostaw energii elektrycznej do jej użytkowników. Czynniki stymulujące pożądane – optymalne, z punktu widzenia efektywności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia podmiotów do sieci oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, określone w rozporządzeniach ministra gospodarki [8, 9], a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach [10, 11, 13]. Jak można się zorientować z przedstawionych zasad rozliczeń za przesył i dystrybucję energii elektrycznej, koszt przesyłu mocy biernej uwzględniony jest w sposób bardzo zagregowany i występuje w składniku zmiennym stawki sieciowej.

Składnik zmienny opłaty sieciowej nie odzwierciedla tylko rzeczywistych kosztów strat energii czynnej w sieci, ponieważ zawiera w sobie także tzw. uzmiennione koszty stałe.

Zastosowany system rozliczeń nie odzwierciedla skutków ekonomicznych

zmian warunków napięciowych w sieci. Bilans mocy biernej w systemie zależy w dużej mierze od aktualnego obciążenia elementów systemu i podlega znacznie większym dobowym wahaniom niż bilans mocy czynnej. Raz mamy do czynienia z nadwyżką mocy biernej (w dolinach obciążenia), innym razem z jej deficytem. Ma to istotny wpływ na sytuację napięciową w sieci elektroenergetycznej. Zapewnienie właściwych dla poprawnej pracy systemu warunków napięciowych i bilansów mocy biernej wymaga stosowania wielu środków technicznych przez operatorów systemu – przesyłowego lub dystrybucyjnego, które generują koszty po ich stronie, zaś możliwości występujące u odbiorców i innych podmiotów (np. niekonwencjonalnych źródeł energii) nie są wykorzystywane. Sytuacja opisana powyżej może jeszcze ulec pogorszeniu wraz ze zwiększającym się poziomem udziału źródeł niekonwencjonalnych w systemie elektroenergetycznym, cechujących się niestabilną, niejednokrotnie nieprzewidywalną pracą (np. elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne).

W rozporządzeniach [7, 8, 9, 10] zamieszczono warunek takiego przepływu mocy biernej, aby spełnione było ograniczenie, przedstawione w postaci odpowiedniej wartości  $tg\varphi$ , najczęściej równej 0,4; w [7] podany jest przedział  $<0,0; 0,4>$ . Jedynie w rozporządzeniu „taryfowym” stwierdzono, że w zależności od warunków panujących w sieci wartość  $tg\varphi$  może być inna niż 0,4, ale podstawę do tej zmiany musi stanowić odpowiednia ekspertyza.

Wartość współczynnika  $tg\varphi$  powinna być taka, aby spełnione były warunki optymalnej pracy systemu elektroenergetycznego. Wartość ta winna zatem wynikać z przeprowadzonych obliczeń i analiz dla całego systemu lub jego fragmentów. Poziomy  $tg\varphi$ , spełniający warunek optymalności pracy systemu elektroenergetycznego, mogą być różne dla różnych punktów systemu i najczęściej zmieniają się w czasie. Należy zatem rozważyć, czy to właśnie te wartości nie powinny stanowić podstawy w tworzeniu procedur rozliczeniowych pomiędzy różnymi podmiotami przyłączonymi do wspólnej sieci. Trzeba także wziąć pod uwagę fakt, że należy przyjmować w rozliczeniach takie wartości  $tg\varphi$ , które będą w pewnym stopniu niwelować występujące konflikty interesów podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. Z jednej strony bowiem operatorzy systemów dystrybucyjnych, dążąc do poprawy ekonomiki pracy swoich sieci, starają się minimalizować przepływy mocy biernej, zaś rola operatora systemu przesyłowego polega m.in. na takiej eksploatacji systemu elektroenergetycznego, aby zapewniona była efektywna i bezpieczna praca tego systemu jako całości.

Należy także zaznaczyć, że obowiązujące regulacje prawne, które powinny wspomagać system taryfowy, w zakresie prowadzenia racjonalnego gospodarowania mocą bierną w systemie elektroenergetycznym, nie dają podmiotom odpowiedzialnym za efektywną pracę tego systemu (operatorom systemów przesyłowego i systemów dystrybucyjnych) odpowiednich narzędzi do wpływania na inne podmioty korzystające z wspólnej sieci elektroenergetycznej i nierespektujące uwarunkowań dotyczących generacji mocy biernej. Problem stanowią małe źródła

energii, np. elektrownie wiatrowe, których instaluje się coraz więcej. Pobierają one z sieci elektroenergetycznej moc bierną, jednakże często nie posiadają możliwości regulacji tej mocy. Problem ten mogłyby rozwiązać, jak się wydaje, odpowiednie zapisy w rozporządzeniu, w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, czy też w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz ewentualnie inne akty prawne. Akty te powinny zawierać obowiązek utrzymania odpowiedniego poziomu  $tg\varphi$  (lub odpowiedniego przedziału zmian tego współczynnika). Niedotrzymanie tego warunku mogłoby skutkować skargą operatora systemu, skierowaną do prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Alternatywnym podejściem jest opracowanie odpowiedniej procedury rozliczeń za energię bierną, dla przypadku odchylenia współczynnika  $tg\varphi$  od wartości podanych w rozporządzeniu taryfowym. Dzięki sformułowaniu odpowiednich zapisów we wspomnianych aktach prawnych, operatorzy mogliby silniej wpływać na producentów energii elektrycznej w sprawie poziomu wytwarzania energii biernej.

### 3. Obecnie stosowane zasady rozliczeń za energię bierną

Zasady rozliczeń za energię bierną reguluje rozporządzenie ministra gospodarki z 18 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną [10], a także wprowadzona późniejsza zmiana tego rozporządzenia [11], temu problemowi jest poświęcony § 45.1. Opłatę za energię bierną stosuje się za tzw. ponadumowny jej pobór, który rozumiany jest jako:

- pobór energii elektrycznej, przy współczynniku  $tg\varphi$  wyższym od umownego współczynnika  $tg\varphi_0$  (niedokompensowanie), lub
- pobór energii biernej indukcyjnej, przy braku poboru energii czynnej, lub
- pobór energii czynnej przy współczynniku pojemnościowym, tj. przy  $tg\varphi < 0$  (przekompensowanie), zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

Rozliczeniami za energię bierną w zasadzie objęci są odbiorcy zasilani z sieci powyżej 1 kV, czyli średniego i wysokiego napięcia. Jednakże w uzasadnionych przypadkach mogą one także dotyczyć odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia (o napięciu do 1 kV), jeśli zostało to określone w warunkach przyłączenia lub w umowie kompleksowej.

Opłatę za nadwyżkę energii biernej, czyli ponad ilość wynikającą ze współczynnika  $tg\varphi_0$ , oblicza się według wzoru:

$$Q_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left( \sqrt{\frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + tg^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A \quad (1)$$

gdzie:

$Q_b$  – opłata za nadwyżkę energii biernej w zł;  $C_{rk}$  – cena energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne [13], obowiązująca w dniu zatwierdzenia taryfy, wyrażona w zł/MWh lub zł/kWh;  $tg\varphi_0$  – umowny



współczynnik mocy,  $tg\varphi$  – współczynnik mocy wynikający z pobranej energii biernej;  $A$  – energia czynna, pobrana całodobowo lub dla strefy czasowej, w której prowadzona jest kontrola poboru energii biernej, wyrażona w MW lub kWh;  $k$  – ustalona w taryfie krotność ceny  $C_{rk}$ .

W okresie rozliczeniowym opłacie podlega ponadumowny pobór energii biernej, określanej jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika  $tg\varphi$  – gdy:  $tg\varphi > tg\varphi_0$ , zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii lub całodobowo, w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

Wartość współczynnika mocy  $tg\varphi_0$  określa się w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji bądź w umowie kompleksowej. Na ogół przyjmuje się wartość tego współczynnika:  $tg\varphi_0 = 0,4$ . W uzasadnionych przypadkach można stosować niższą jego wartość, na co wymagana jest indywidualna ekspertyza. W żadnym jednak przypadku wartość współczynnika mocy  $tg\varphi_0$  nie może być niższa niż 0,2 [10]. Jeżeli wartość współczynnika  $tg\varphi_0$  nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji, do rozliczeń przyjmuje się wartość  $tg\varphi_0 = 0,4$ .

Według rozporządzenia [9] utrzymanie współczynnika  $tg\varphi_0$  na poziomie 0,4 jest warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w tymże rozporządzeniu.

Wartość współczynnika mocy  $tg\varphi$  jest rezultatem ilorazu energii biernej, pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których dokonywana jest kontrola poboru energii biernej [w Mvarh lub kvarh] i energii czynnej, pobranej w tych samych okresach czasu [w MWh lub kWh], z zastrzeżeniem zawartym w § 45 pkt 7 rozporządzenia [10], odnoszącym się do sytuacji przedstawionej poniżej, czyli występowania gwałtownie zmieniającej się mocy biernej.

W sytuacji występowania szybkozmiennego obciążenia mocą bierną rozporządzenie dopuszcza rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika  $tg\varphi_0$  przeprowadzanego na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłatę oblicza się na podstawie zależności 1, w której wartość współczynnika  $tg\varphi$  ustala się, zgodnie ze wzorem:

$$tg\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + tg\varphi_0 \quad (2)$$

gdzie:

$\Delta E_b$  – nadwyżka energii biernej, wykazana przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym [w Mvarh lub kvarh];  $A$  – energia czynna pobrana całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzony pomiar poboru energii biernej [w MWh lub kWh].

W przypadku pracy przy współczynniku pojemnościowym lub poborze energii biernej przy braku poboru energii czynnej odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej (o której mowa w ust. 1 pkt 2 i 3 rozporządzenia [10]) i ustalonej w taryfie

krotności „ $k$ ” ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

W § 45 pkt 9 rozporządzenie [10] reguluje opłaty za ponadumowny pobór energii biernej pomiędzy operatorami systemów. Opłaty tej „nie pobiera się w rozliczeniach między:

- operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego a operatorem elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;
- operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej, połączone siecią tego operatora” [10].

W § 45 pkt 10 rozporządzenia [10] zawarte jest również zalecenie, jak postępować, jeśli konfiguracja sieci i miejsca zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozpryłów mocy oraz energii biernej, pobieranej lub oddawanej do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego. W takim przypadku ilość energii biernej podlegającej rozliczeniu ustala się na podstawie odpowiednich pomiarów właściwych dla miejsc dostarczania energii, przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę, w sposób przez te podmioty uzgodniony, jeśli nie zostało to określone inaczej w umowie.

#### 4. Wady aktualnego mechanizmu rozliczeń za energię bierną

Aktualnie stosowany system rozliczeń odbiorców końcowych za energię bierną nie motywuje w sposób dostateczny tych odbiorców do poprawy współczynników mocy. Zasady rozliczeń stanowią próbę wykorzystania istniejących przestarzałych już układów pomiarowych z licznikami indukcyjnymi. Taki system cechuje się licznymi wadami [1, 2, 4, 5].

Kontrola poboru energii biernej polega na obserwacji współczynnika  $tg\varphi$  u odbiorcy, współczynnik ten jest wyznaczany jako stosunek energii biernej do energii czynnej pobranej w okresie obrachunkowym. Nie prowadzi się więc kontroli wartości chwilowych tego współczynnika, a rozliczeniu podlegają jedynie wartości obliczeniowe, nie najlepiej odzwierciedlające zjawisko fizyczne, jakim jest pobór mocy biernej, zmieniający się, niekiedy bardzo istotnie, w czasie. Taki sposób rozliczeń jest uproszczeniem wynikającym z istniejących ograniczeń tradycyjnych urządzeń rozliczeniowo-pomiarowych, zaś skutkiem jego stosowania jest słabe stymulowanie racjonalnej gospodarki mocą bierną u użytkowników energii elektrycznej.

Odbiorca podlega opłatom karnym, jeżeli:

- oddaje moc bierną do sieci
- pobiera moc bierną z sieci w ilościach powodujących przekroczenie współczynnika mocy określonego w umowie z dostawcą.

Szczególnie w pierwszym z wymienionych wyżej przypadków kary dla odbiorcy są uciążliwe, mimo że nie zawsze znajdują to uzasadnienie ekonomiczne.

W przypadku nadmiernego poboru mocy biernej w pewnych okresach, ale przy niewielkich przekroczeniach nakazanego współczynnika  $tg\varphi_0$ , kary obciążające odbiorców nie są tak dotkliwe, aby uzasadniały konieczność poniesienia nakładów na układy kompensujące, a zatem nie stymulują racjonalnej gospodarki mocą bierną u odbiorców.

Negatywne skutki ponadumownego poboru mocy biernej lub jej wprowadzania do systemu mają zwykle charakter chwilowy. System rozliczeń powinien zatem stymulować takie zachowanie użytkownika energii elektrycznej, aby chwilowa wartość współczynnika mocy była utrzymywana na odpowiednim poziomie. W zasadzie stosowane układy pomiarowe i sposoby rozliczeń nie kontrolują chwilowej wartości współczynnika mocy, lecz bazują na pomiarze poboru energii czynnej i biernej w okresie rozliczeniowym (miesięcznym). Ze względu na zmienność w czasie poboru mocy czynnej i biernej tak policzony współczynnik zwykle nie wykazuje nawet znacznych chwilowych przekroczeń przyjętego współczynnika  $tg\varphi_0$ . W stosowanym obecnie systemie rozliczeń za moc bierną [10, 11] wykorzystuje się wskazania liczników energii czynnej i biernej. Zaletą takich pomiarów jest ich prostota i niewielkie koszty, jednakże system posiada zasadniczą wadę, a mianowicie nie odzwierciedla kosztów występujących w sieci dostawcy, które są wynikiem ponadnormatywnego poboru mocy biernej. Podstawową wadą tego systemu jest to, że nie rejestruje chwilowych wartości współczynnika mocy, czyli nie uwzględnia kosztów stałych dostawy mocy biernej do odbiorcy, a także wpływu odbiorcy na chwilowe poziomy napięć w sieci i kosztów związanych z przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć [5].

Z powyższego wynika, że zmierzona energia bierna nie może więc być bezpośrednio traktowana jako nośnik kosztów jej dostawy. Stosowany system rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej jest bardzo uproszczoną formą powiązania kosztów strat energii czynnej, spowodowanych poborem energii biernej. System rozliczeń nie odzwierciedla między innymi skutków ekonomicznych zmian warunków napięciowych w sieci, które są możliwe do określenia, jeśli przeprowadzi się dość żmudne obliczenia.

Niektórzy dostawcy energii elektrycznej wykorzystują możliwość rozliczeń szybkozmiennych obciążeń mocą bierną. Sposób takich rozliczeń powstał w wyniku prac badawczych prowadzonych w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej [1, 2, 3]. Pozwala on obciążać kosztami tych użytkowników energii elektrycznej, którzy przyczyniają się do powstawania niekorzystnych warunków pracy sieci elektroenergetycznej. Szkoda, że nie jest to praktyka powszechnie stosowana.

Wypadkowy współczynnik  $tg\varphi$ , występujący w zależności (1), obliczany jest jako wartość średnia dla miesięcznych okresów obrachunkowych, co praktycznie zaciemnia obraz dynamicznych zmian poboru mocy czynnej i biernej. Ma to niekorzystne skutki dla pracy systemu elektroenergetycznego, ponieważ tzw. odbiorniki niespokojne (np. dźwigi,

spawarki i inne) swoim dynamicznym poborem mocy wywołują głębokie i szybkozmiennne zapady napięcia.

Badania przeprowadzone w warunkach rzeczywistych wykazały, że w przypadku niektórych odbiorców wyniki ponadnormalnego poboru energii biernej uzyskane metodami: pośrednią i bezpośrednią (z zastosowaniem liczników do dynamicznego pomiaru mocy biernej), różniły się między sobą nawet o ponad 70% na niekorzyść dostawcy energii. Zastosowanie liczników do dynamicznego pomiaru ponadumownego poboru mocy biernej umożliwiłoby zidentyfikowanie odbiorców charakteryzujących się szybkozmiennym poborem energii biernej, zaś z drugiej strony zastosowanie odpowiedniego sposobu rozliczeń stanowiłoby impuls do instalowania przez nich dynamicznych kompensatorów mocy biernej.

Wydaje się, że ważne jest również to, aby finalny odbiorca oprócz opłat za ponadumowny pobór energii biernej mógł otrzymywać także upusty, jeżeli  $t\varphi < t\varphi_0$ . Takie rozwiązanie daje dwustronne korzyści – po stronie użytkownika systemu i jego operatora. Wydaje się, że nie występuje tutaj zagrożenie niepokrycia kosztów zmiennych, ponieważ zarówno stawki opłat, jak i poziom  $t\varphi$ , można aktualizować w miarę zmieniającej się sytuacji w sieci elektroenergetycznej. Dokonując oceny obecnego sposobu rozliczeń za pobór energii biernej, należałoby podkreślić, że charakteryzuje się on niezbyt dużą siłą nacisku na odbiorców, czyli słabo stymuluje pożądane zachowania użytkowników energii elektrycznej. Warto w tym miejscu przypomnieć, że na początku lat 90. ubiegłego wieku zaproponowano sposób rozliczeń wprowadzający progresywne stawki po przekroczeniu  $t\varphi_0$ , który zaczął obowiązywać od chwili wprowadzenia nowego cennika dla odbiorców finalnych w 1992 roku [2]. Sposób rozliczeń polegał na ustalaniu stawki – dopłaty za pobór energii biernej relatywnie (procentowo) do opłat za pobór energii czynnej [14]. Określony wpływ stymulujący oczekiwaną reakcję użytkowników energii elektrycznej, zapewniało przyjęcie stawek opłat progresywnie rosnących, w zależności od poziomu współczynnika  $t\varphi$ . System ten dość skutecznie oddziaływał na użytkowników energii elektrycznej.

Metoda wykorzystująca w rozliczeniach za energię bierną progresywnie rosnące opłaty, obowiązywała do 1999 roku. Oceniona ona była w zasadzie pozytywnie, stanowiła bowiem silne narzędzie stymulacji w zakresie gospodarki mocą bierną. Niestety, zrezygnowano z tego sposobu rozliczeń użytkowników energii elektrycznej za pobór energii biernej, a zakłady energetyczne opracowywały własne formuły rozliczeń. Wraz z uwolnieniem w 2000 roku ceny energii elektrycznej wprowadzono swobodę w ustalaniu sposobu rozliczeń za energię bierną. Wiele spółek dystrybucyjnych wzorowało się na dotychczasowych zasadach rozliczeń, jednakże niektóre wprowadziły pewne zmiany do sposobu obliczania opłat. Zmiany dokonane przez spółki dystrybucyjne zostały

w wielu przypadkach ocenione negatywnie, a krytyczny przegląd tych zmian przedstawiony został w pracy [12]. Stwierdzono między innymi znaczne zawyżenie opłat za energię bierną w 2000 roku. W [12] podkreślono, że opłaty za ponadoptimalny pobór energii biernej nie zostały oparte na analizie kosztów dosyłania nadwyżki energii biernej do odbiorców, lecz zostały tak dobrane, aby stymulowały odbiorców do kompensacji mocy biernej, co jednakże nie byłoby zbyt wielkim grzechem, gdyby nie były one rażąco zawyżane. Powinny one być jedynie na takim poziomie, aby odbiorcom opłacało się instalowanie baterii kondensatorów. Konkludując, można stwierdzić, że stosowany dotychczas sposób rozliczeń użytkowników energii elektrycznej za pobór mocy biernej stanowi mało skuteczne narzędzie nacisku, aby zmniejszyć niekorzystne skutki przepływu tej mocy w sieciach elektroenergetycznych, które obniżają efektywność pracy systemu elektroenergetycznego, a także wpływają negatywnie na jakość energii.

Obecnie stosowany system rozliczeń nie uwzględnia szkodliwych zjawisk powodowanych w następstwie stosowania urządzeń odbiorczych o charakterystykach nieliniowych. Niezależnie bowiem od nadmiernej przepływu energii biernej w systemie elektroenergetycznym, negatywny wpływ na jego pracę wywiera obecność wyższych harmonicznych w przebiegach napięcia i prądu. Zjawisko to nasila się wraz z dynamicznym rozwojem zastosowań urządzeń energoelektronicznych. Rosnąc udział tych urządzeń w sieci elektroenergetycznej jest przyczyną wzrostu zakłóceń występujących w sieci, co oczywiście obciąża dostawców energii elektrycznej, pomimo że to nie oni je powodują.

Należałoby również podkreślić konieczność celowego kierowania wpływów z opłat uzyskiwanych za energię bierną na inwestycje wpływające na poprawę jakości energii elektrycznej i efektywności jej dostawy.

#### Bibliografia

1. Borecki J. i in, Problemy rozliczeń za pobór energii biernej, *Energetyka* 1992, nr 11.
2. Borecki J., Wilczyński A., Propozycja metody pomiaru energii biernej dla celów rozliczeniowych z odbiorcami, *Elektroenergetyka* 1993, nr 1, PSE SA Warszawa.
3. Borecki J., Olichwer T., Wilczyński A., Odbiorcy niespokojni – ich identyfikacja i rozliczanie za pobór energii biernej, Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Rynek energii elektrycznej: systemy rozliczeń i taryfy” Politechnika Lubelska, Kazimierz Dolny, 20–21 kwietnia 1995, [w:] materiały konferencyjne.
4. Borecki J., Wilczyński A., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo

elektroenergetyczne kraju”, zadanie 7, temat 7.1, punkty: 7.1.3.D, E, Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.

5. Bućko P., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, zadanie 7, temat 7.1, punkt: 7.1.3.D, Politechnika Gdańska, Gdańsk, grudzień 2007.
6. Malko J., Wilczyński A., Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej, *Energetyka* 2007, nr 9.
7. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE SA, tekst jednolity po karcie aktualizacji CK/1/2012 zatwierdzonej decyzją prezesa URE nr DPK-4320-2(16)/2010-2013/LK z 29 stycznia 2013.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, Dz. U. nr 2 z 2005 roku, poz. 6.
9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. nr 93 z 2007 roku, poz. 623.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. nr 189 z 2011 roku, poz. 1126.
11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 kwietnia 2012 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2012 roku, poz. 535.
12. Szostek T., O potrzebie zmiany obecnie stosowanych zasad rozliczeń odbiorców finalnych za pobieraną energię bierną, *Energetyka* 1999, nr 10.
13. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne, Dz. U. nr 89 z 2006 roku, poz. 625, z późniejszymi zmianami.
14. Wilczyński A., Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną, *Prace Naukowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej* 1990, nr 68, Monografie nr 25, Wrocław.

**Paweł Bućko**

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: pbucko@ely.pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkowania energii.

**Artur Wilczyński**

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (1971). Stopień doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (1977), zaś dr. hab. nauk ekonomicznych został na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu (1991). W latach 1998–1999 pełnił funkcję p.o. kierownika Zakładu Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Energoelektryki PWr, a od 2005 roku funkcję kierownika tego zakładu. Jednocześnie w latach 1993–2001 był zatrudniony na etacie profesora w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wrocławiu, gdzie pełnił funkcję kierownika Pracowni Ekonomiki, Taryfikacji oraz Prognoz w Elektroenergetyce. W 2007 roku uzyskał tytuł profesora nauk technicznych. Od roku 2011 jest profesorem zwyczajnym Politechniki Wrocławskiej. Był współwykonawcą wielu projektów badawczych, w tym finansowanych przez KBN, pełniąc w nich najczęściej rolę kierownika projektu. Jest autorem lub współautorem 140 publikacji i ponad 80 raportów z prac badawczych.