

Propozycja zmian sposobu rozliczeń opłat za energię bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym

Streszczenie. W artykule zaproponowano nowe wzory opłat za pobór i wydawanie mocy biernej. Uwzględniają one prądy wyższych częstotliwości, związane z obecnością w systemie elektroenergetycznym odbiorów nieliniowych. Jako wielkość fizyczną będącą podstawą wzorów opłat przyjęto kwadrat wartości skutecznej prądów biernych i prądów wyższych częstotliwości. Wielkość ta reprezentuje straty przesyłowe w systemie elektroenergetycznym i spadek zdolności sieci do przesyłu energii czynnej.

Abstract. The paper proposes new formulas of payment for reactive power and reactive energy. They consider higher frequency currents related to the presence of non-linear loads in the power system. The square of the RMS value of reactive currents and currents of higher frequencies was adopted as the physical quantity, which is the basis for the payment formulas. This value represents transmission power losses in the power system and a decrease in the grid's ability to transmit active energy. (**Proposal for changes to the method of accounting for reactive energy charges in the national power system**).

Słowa kluczowe: opłata za pobór energii biernej, opłata za wydawanie energii biernej, odbiory nieliniowe, prądy wyższych częstotliwości.

Keywords: payment for reactive energy consumption, payment for reactive energy spending, non-linear loads, higher frequency currents.

Wstęp

Pomiar wielkości tzw. energii biernej regulują w Polsce dwa akty prawne: Ustawa Prawo Energetyczne [1] i Ustawa o efektywności energetycznej [2]. Definiują one energię bierną jako:

$$(1) \quad E_{b1}(t) = \int_0^t Q_1(\tau) d\tau$$

gdzie: t – czas jako konkretna chwila czasowa, τ – czas jako zmienna niezależna, $Q_1(\tau)$ – moc bierna podstawowej harmonicznej (tj. harmonicznej o numerze $h = 1$), pobierana (indukcyjna) lub wydawana (pojemnościowa) przez odbiorcę energii elektrycznej.

Sposób naliczania opłat za pobór lub wydawanie energii biernej reguluje Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną [3]. Mocą i energią bierną w systemie elektroenergetycznym zajmuje się również Rozporządzenie systemowe [4]. Ze wszystkich tych aktów prawnych tylko [2] jednoznacznie stwierdza, że mowa jest w nim o mocy i energii biernej podstawowej harmonicznej (50 Hz) napięć i prądów systemu elektroenergetycznego. Jednakże wzory dotyczące naliczania opłat za pobór lub wydawanie energii biernej, zawarte w [3], mają postać właściwą tylko dla sinusoidalnych przebiegów napięć i prądów. Dlatego można uznać, że istniejące w Polsce akty prawne odnoszą się tylko do mocy i energii biernej podstawowej harmonicznej.

Rozporządzenie [3] nakłada na odbiorców energii elektrycznej opłatę za pobór energii biernej przy przekroczeniu umownej wartości tangensa kąta przesunięcia fazowego pomiędzy napięciem a prądem ($tg\varphi_0$). Obecnie dla zdecydowanej większości odbiorców nN $tg\varphi_0 = 0,4$. Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej ponad ilość wynikającą ze współczynnika $tg\varphi_0$ w okresie rozliczeniowym oblicza się według wzoru:

$$(2) \quad O_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left(\sqrt{\frac{1+tg^2\varphi_1}{1+tg^2\varphi_0}} - 1 \right) \cdot E_{cz}$$

gdzie: k – ustalona w taryfie [5] krotność ceny jednostkowej energii czynnej C_{rk} ; obecnie wartości k wynoszą: $k = 0,5$ dla odbiorców przyłączonych do sieci NN i 110 kV, $k = 1$ dla odbiorców przyłączonych do sieci SN, $k = 3$ dla odbiorców przyłączonych do sieci nN, $tg\varphi_1$ – tangens kąta mocy

podstawowej harmonicznej napięć i prądów w okresie rozliczeniowym, E_{cz} – energia czynna naliczona w okresie rozliczeniowym; teoretycznie powinna to być energia czynna podstawowej harmonicznej napięć i prądów, praktycznie, z uwagi na sposób jej naliczania przez liczniki energii jako całki po czasie z mocy chwilowej, jest to całkowita energia elektryczna pobrana przez odbiorcę.

Przy wydawaniu mocy biernej przez odbiorcę energii elektrycznej opłata naliczana jest od $tg\varphi_0 = 0$, a więc dla każdej wielkości mocy i energii biernej, a także niezależnie od wielkości pobranej energii czynnej. Wielkość opłaty określa wzór:

$$(3) \quad O_b = k \cdot C_{rk} \cdot E_{b1}$$

Taka regulacja prawdopodobnie wynika z obaw przed możliwym przekompensowaniem sieci, objawiającym się wzrostem wartości skutecznej napięcia sieci, potencjalnie niebezpiecznym dla odbiorów. Drugim zagrożeniem związanym z wprowadzeniem mocy biernej do systemu są możliwe rezonanse równoległe (prądów), z powodu obecności w systemie wielu obiektów o znacznych indukcyjnościach poprzecznych (np. transformatory – indukcyjność magnesująca). Jednocześnie w systemie różnie liczba odbiorów energoelektronicznych wykazujących pojemnościowy $\cos\varphi_1$. Przykładem mogą być coraz powszechniejsze źródła światła typu LED [6]. Tłumaczy to restrykcyjne podejście Ministerstwa do kwestii wprowadzania do systemu mocy i energii biernej podstawowej harmonicznej.

Analogiczne zagrożenia towarzyszą wprowadzaniu przez odbiorców do systemu prądów wyższych częstotliwości, czyli głównie wyższych harmonicznych. Prądy wyższych częstotliwości generowane są przez odbiory nieliniowe, m.in. coraz powszechniejsze odbiory energoelektroniczne. Sytuacja pojawia się w systemie prądów wyższych częstotliwości skutkiem odkształcenia od sinusoidy napięć sieciowych jest znacznie rzadsza. Prądy wyższych częstotliwości mogą powodować rezonanse w systemie, a patrząc bardziej ogólnie – zamykać się przez inne odbiory włączone do systemu, w sposób trudny do przewidzenia. Potencjalnie mogą też odkształcać napięcie systemu, skutkiem wywołanych spadków napięć na szeregowych rezystancjach i (głównie) szeregowych indukcyjnościach systemu. Powodują one również dodatkowe straty mocy w

systemie, ograniczając jego obciążalność mocą czynną harmoniczną podstawową. Należy zauważyć, że przepływ prądów wyższych częstotliwości nie musi być związany z transmisją mocy czynnej lub biernej ich częstotliwości. Obecność tych prądów na ogół bowiem nie jest powiązana z obecnością w systemie napięć ich częstotliwości, lecz jest skutkiem nieliniowości odbiorów; napięcie źródłowe systemu pozostaje sinusoidalne. Z teorii elektrotechniki wiadomo, że skutkiem takiej sytuacji jest utrata możliwości bilansowania napięć poszczególnych częstotliwości w tego rodzaju obwodach elektrycznych, tj. obwodach z odbiorami nieliniowymi, o nieliniowości dowolnego rodzaju [7,8]. W takiej sytuacji suma napięć danej częstotliwości w zamkniętym obwodzie elektrycznym nie musi być równa zero. Jedynie suma wartości chwilowych napięć tego obwodu jest równa zero, dla każdej chwili czasowej, zgodnie z napięciowym prawem Kirchoffa. Prawidłowe matematycznie analityczne rozwiązania obwodów elektrycznych z odbiorami nieliniowymi są skomplikowane [8-10].

W Polsce pomiar energii biernej jest realizowany za pomocą liczników energii biernej, elektromechanicznych (indukcyjnych) lub statycznych (elektronicznych). Współcześnie często licznik energii czynnej i licznik energii biernej stanowią jedno urządzenie elektroniczne. Liczniki energii biernej mierzą energię bierną tylko podstawowej harmonicznej napięć i prądów (np. [11]). Wymagania ich dotyczące formułują normy [12,13], a także muszą być one zgodne z dyrektywą urządzeń pomiarowych MID Unii Europejskiej [14]. Do niedawna liczniki energii biernej wykonywane były w klasach dokładności od 1 do 3. Norma [13] nakłada ograniczenie na klasę takich liczników na poziomie wartości 1.

W polskiej literaturze pojawiają się propozycje budowy wariometry i liczników energii biernej uwzględniających moc bierną wyższych harmonicznych napięć i prądów – np. [15]. Podstawowym problemem jest tutaj brak ogólnie uznanej teorii mocy biernej przebiegów odkształconych. Na ogół, zgodnie ze standardem IEEE 1459-2010, przyjmuje się teorię Budeanu [15], licząc moc bierną jako sumę arytmetyczną mocy biernych poszczególnych harmonicznych. Użytkową wadą tego podejścia jest znoszenie się różnoznakowych mocy biernych poszczególnych harmonicznych. Prowadzi to do sytuacji, że nawet przy bardzo dużych wartościach mocy biernych poszczególnych harmonicznych ich sumaryczna wartość może okazać się niewielka, a nawet zerowa. Wniosek ten należy ocenić jako technicznie fałszywy, ponieważ mimo zerowej sumarycznej wartości mocy biernej, prądy bierne poszczególnych harmonicznych będą obecne, przynosząc moce bierne tych harmonicznych i obciążając sieć swoimi wartościami skutecznymi. W odpowiedzi na ten paradoks powstało szereg innych teorii mocy biernej [16], w kolejności chronologicznej, autorów: Fryze [17], Shepherd i Zakikhani [18], Kuster i Moore [19], Akagi (P-Q) [20], Depenbrock (FBD-method) [21], Czarnecki (CPC – Currents' Physical Components) [22], Tenti (CPT – Conservative Power Theory) [23] i inne (np. [24,25]). Niestety żadna z nich nie jest powszechnie uznawana [26-28] i dlatego żadna nie może być przyjęta za podstawę pomiaru mocy i energii biernej przebiegów odkształconych do celów licznikowych. Naturalnym ograniczeniem większości z wymienionych teorii mocy biernej przy ich ewentualnym użyciu do naliczania energii biernej wyższych częstotliwości jest konieczność istnienia odkształcenia napięcia, aby moc bierna związana z odkształceniem prądu była niezerowa.

Wzory (2) i (3) są krytykowane [29-33]. Główną przyczyną krytyki wzoru (3) jest wykorzystanie przy jego konstrukcji energii biernej wg (1), a więc naliczanej w sposób

analogiczny jak energia czynna. Ta naliczana jest wg wzoru o postaci wzoru (1), z mocą chwilową $p(\tau) = u(\tau) \cdot i(\tau)$ zamiast mocy biernej $Q_1(\tau)$. Prowadzi to do naliczenia energii efektywnie odebranej z sieci przez odbiorcę (energii czynnej), co uzasadnia stosowanie wzoru (1) z mocą chwilową w celu naliczenia opłaty za pobór energii elektrycznej czynnej. W przypadku energii biernej naliczona jej wielkość nie jest reprezentatywna ani dla strat mocy w systemie przesyłowym, wynikających z jej transmisji, ani dla kosztów stałych, jakie musi ponieść dostawca energii z tytułu konieczności dostarczania lub odbioru energii i mocy biernej [24]. Należy też zauważyć, że znakozmienność mocy biernej $Q_1(\tau)$ może prowadzić do sytuacji naliczenia w dłuższym okresie rozliczeniowym zaniżonej, lub teoretycznie nawet zerowej wartości energii biernej, od której liniowo zależy opłata wg wzoru (3).

Główną przyczyną krytyki wzoru (2) jest uzależnienie opłaty wg (2) od wielkości pobranej energii czynnej. Problem ten został szeroko przeanalizowany w [31,33]. Z analizy tej wynika, że obniżenie wartości sumy opłaty wg (2) i opłaty za energię czynną jest możliwe nie tylko przez pożądane ograniczenie poboru energii biernej, ale też przez zwiększenie poboru energii czynnej, przy niezmiennym poborze energii biernej. Powoduje to wzrost obciążenia sieci mocą pozorną, ale spadek sumarycznej opłaty za obie pobrane energie. Jest to więc sytuacja niewłaściwa, której możliwość zaistnienia podważa techniczną racjonalność wzoru (2). Proste przekształcenie wzoru (2) pokazuje, że wielkością efektywnie obliczaną, która po pomnożeniu przez krotność k i cenę jednostkową C_{rk} daje wielkość opłaty, nie jest ani energia czynna, ani bierna. Skutkiem pomnożenia naliczonej całości energii czynnej przez pierwiastkowy współczynnik zawierający $tg\varphi_1$ i $tg\varphi_0$, rzeczywistą wielkością całkowaną w czasie jest różnica mocy pozornej pomnożonej przez $\cos\varphi_0$ ($\cos\varphi_0 = 0,9285$ dla $tg\varphi_0 = 0,4$) i mocy chwilowej odbioru. Na gruncie praw elektrotechniki geneza takiej postaci wyrażenia podcałkowego wzoru (2) nie jest zrozumiała – dla przebiegów sinusoidalnych różnica ta nie ma żadnego sensu fizycznego.

Celem artykułu jest zaproponowanie nowej wielkości zamiast energii biernej wg (1), jako podstawy do wyznaczenia nowych wzorów opłat za pobór i wydawanie energii biernej, uwzględniających także obecność prądów wyższych częstotliwości.

Straty energii w systemie energetycznym

Obciążeniowe straty energii czynnej w systemie energetycznym bezpośrednio zależą nie od wielkości przesyłanej energii lub wielkości mocy czynnej lub biernej, lecz od kwadratu wartości skutecznej płynących prądów, a więc m.in. od kwadratu wartości skutecznej prądu biernego [29]. Dotyczy to również prądów wyższych częstotliwości. W ujęciu jednofazowym, przesyłowe, obciążeniowe straty mocy można przedstawić jako:

$$(4) \Delta P(t) = R \cdot I^2(t) = R \cdot \frac{1}{T} \int_{t-T}^t i(\tau)^2 d\tau \cong R \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2$$

gdzie: R – całkowita rezystancja linii przesyłowej, I – wartość skuteczna prądu linii, I_h – wartość skuteczna harmonicznej prądu linii o numerze h , h_{max} – numer harmonicznej prądu o najwyższej istniejącej częstotliwości, $i(\tau)$ – wartość chwilowa prądu linii, T – czas obliczania wartości skutecznej prądu linii, będący całkowitą krotnością okresu podstawowej harmonicznej tego prądu: $T = n \cdot T_1$, $n = 1, 2, 3, \dots$

Wzór (4) jest prawdziwy przy założeniu, że rezystancja linii jest taka sama dla wszystkich harmonicznych ($R_h = R$) oraz przy założeniu okresowości przebiegu prądu. Pierwsze założenie można uznać za warunkowo spełnione, aczkolwiek niewątpliwie występuje tendencja do wzrostu

rezystancji z częstotliwością prądu, z powodu występującego w przewodach efektu naskórkowości [7]. Spełnienie drugiego założenia może wymagać obliczania całki (4) za czas T dłuższy niż okres podstawowej harmonicznej ($n > 1$), w zależności od rodzaju odbiorów nieliniowych zainstalowanych u odbiorcy energii [8]. W rozkładzie harmonicznym prądu, przy przyjęciu, że harmoniczna podstawowa ma częstotliwość 50 Hz, będzie to oznaczało pojawienie się subharmonicznych prądu, nieuwzględnianych w sumie kwadratów harmonicznym prądu we wzorze (4). Dlatego równość we wzorze (4) została zapisana jako przybliżona.

Jeżeli włączony do sieci jednofazowej nieliniowy odbiornik energii pobiera moc czynną podstawowej harmonicznej wynoszącą P_1 , to wzór (4) można zapisać w postaci:

$$(5) \quad \Delta P(t) \cong R \cdot \left(\frac{P_1^2}{U_1^2} + \frac{P_1^2}{U_1^2} \cdot tg^2 \varphi_1 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2 \right)$$

Pierwszy składnik sumy wyrażenia (5) to kwadrat prądu czynnego podstawowej harmonicznej, drugi – kwadrat jej prądu biernego, trzeci – kwadrat wartości skutecznej prądów wszystkich wyższych harmonicznym. Składnik pierwszy określa straty mocy w systemie przesyłowym z powodu przepływu prądu czynnego podstawowej harmonicznej. Składniki drugi i trzeci opisują przesyłowe straty mocy w systemie energetycznym z powodu obecności prądu biernego podstawowej harmonicznej i prądów wyższych częstotliwości. Prądy wyższych częstotliwości, jako generowane przez nieliniowości odbiorów, nie mogą być uznane ani za prądy czynne, ani bierne. Wynika to z typowego w systemie braku napięć wyższych harmonicznym, co powoduje, że prądy te nie niosą ani energii czynnej, ani też biernej, wg żadnej jej definicji [7,16]. Jednakże wywołują one straty mocy w systemie, z uwagi na swą niezerową wartość skuteczną. Dlatego powinny być one traktowane tak, jak prądy bierne, z tą różnicą, że nie można wskazać ich charakteru indukcyjnego lub pojemnościowego. Można zauważyć, że prądy te można określić jako bierne w szerszym niż definicyjne znaczeniu tego określenia. Prądy te są bierne w tym sensie, że ich przepływ nie wiąże się z poborem mocy czynnej przez odbiorcę energii, z powodu braku w sieci napięć odpowiednich częstotliwości.

Na podstawie wzoru (5) można zapisać wyrażenie na energię czynną traconą w systemie na skutek przepływu prądu biernego podstawowej harmonicznej i prądów wyższych harmonicznym:

$$(6) \quad \Delta E_b(t) = \int_0^t \Delta P(\tau) d\tau \cong R \cdot \int_0^t \left(\frac{P_1^2}{U_1^2} \cdot tg^2 \varphi_1 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2 \right) d\tau$$

Wzory (5) i (6) nie rozróżniają prądu biernego podstawowej harmonicznej indukcyjnego i pojemnościowego, z powodu obecności w nich kwadratu $tg^2 \varphi_1$. Dlatego rozróżnienie to musi być dokonane poza nimi, z uwagi na różny poziom opłat za moc bierną podstawowej harmonicznej indukcyjną i pojemnościową.

Obciążalność systemu energetycznego

Obecność w sieci prądów biernych i prądów wyższych częstotliwości powoduje obniżenie obciążalności sieci mocą czynną podstawowej harmonicznej. Wielkość tego obniżenia można wyznaczyć na podstawie związku:

$$(7) \quad I_{dop}^2 \cong \sum_{h=1}^{hmax} I_h^2 = I_{1cdop}^2 + I_{1b}^2 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2$$

gdzie: I_{dop} – dopuszczalna termicznie wartość skuteczna prądu sieci, I_{1cdop} – dopuszczalna termicznie wartość skuteczna prądu czynnego podstawowej harmonicznej.

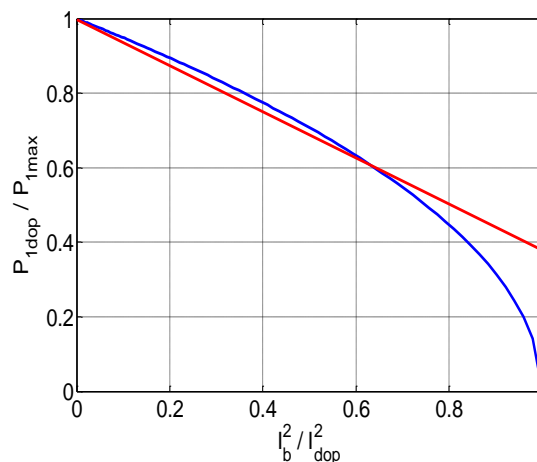
Na podstawie (7) można wyliczyć dopuszczalne termicznie prąd czynny i moc czynną podstawowej harmonicznej:

$$(8) \quad I_{1cdop} \cong \sqrt{I_{dop}^2 - (I_{1b}^2 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2)}$$

$$(9) \quad P_{1dop} = U_1 \cdot I_{1cdop} \cong U_1 \cdot \sqrt{I_{dop}^2 - (I_{1b}^2 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2)}$$

$$(10) \quad \frac{P_{1dop}}{P_{1max}} = \frac{U_1 \cdot I_{1cdop}}{U_1 \cdot I_{dop}} = \sqrt{1 - \frac{(I_{1b}^2 + \sum_{h=2}^{hmax} I_h^2)}{I_{dop}^2}}$$

Zależność relatywnej wartości dopuszczalnej mocy czynnej podstawowej harmonicznej od kwadratu relatywnej wartości skutecznej całkowitego prądu biernego, pokazuje rysunek 1, na podstawie wzoru (10). Widoczne jest, że w zakresie zmian kwadratu całkowitego prądu biernego od 0 do około 0,5 kwadratu prądu dopuszczalnego, zależność ta może być aproksymowana linią prostą (największy błąd aproksymacji w tym zakresie wynosi $0,02 \cdot P_{1dop}/P_{1max}$). Oznacza to, że spadek zdolności sieci do przesyłu mocy czynnej podstawowej harmonicznej jest w tym zakresie proporcjonalny do kwadratu wartości skutecznej całkowitego prądu biernego, tj. kwadratu prądu biernego podstawowej harmonicznej zsumowanego z kwadratem wartości skutecznej prądów wyższych harmonicznym. Wartość 0,5 stosunku kwadratu wartości skutecznej całkowitego prądu biernego do kwadratu prądu dopuszczalnego, odpowiada wartości całkowitego prądu biernego wynoszącej $0,707 \cdot I_{dop}$.



Rys. 1. Zależność dopuszczalnej termicznie relatywnej mocy czynnej podstawowej harmonicznej od kwadratu relatywnej wartości skutecznej całkowitego prądu biernego oraz jej liniowa aproksymacja

Opłata za wydawanie energii biernej

Z uwagi na wymienione we wstępie możliwe negatywne skutki obecności prądów wyższych częstotliwości, analogiczne do skutków obecności prądu biernego pojemnościowego podstawowej harmonicznej, powinny one być traktowane równie restrykcyjnie jak prąd bierny pojemnościowy. Kwadrat wartości skutecznej prądu biernego podstawowej harmonicznej stanowi pierwszy składnik całkowitego wyrażenia w (6). Kwadrat ten może być wyznaczony jako różnica kwadratu wartości skutecznej prądu podstawowej harmonicznej i kwadratu wartości skutecznej prądu czynnego tej harmonicznej. Drugi składnik wyrażenia całkowitego w (6) to kwadrat wartości skutecznej wszystkich wyższych harmonicznym prądu okresowego. Kwadrat ten może być wyznaczony jako różnica kwadratu

wartości skutecznej całego prądu i kwadratu wartości skutecznej jego podstawowej harmonicznej. W konsekwencji wyrażenie (6) można zapisać jako:

$$(11) \quad \Delta E_b(t) = \int_0^t \Delta P(\tau) d\tau = R \cdot \int_0^t (I^2 - I_{1cz}^2) d\tau$$

gdzie: I_{1cz} – wartość skuteczna prądu czynnego podstawowej harmonicznej.

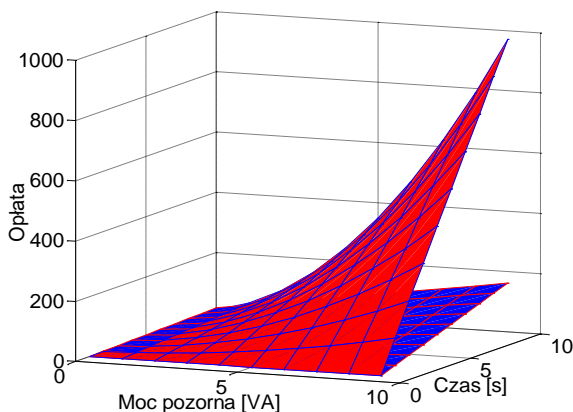
Taka postać wyrażenia (11) eliminuje ograniczenie wzorów (4)-(6) w postaci nieuwzględnienia prądów subharmonicznych w rozkładzie przebiegu prądu na szereg Fouriera przy $T = T_1$. We wzorze (11) wartość skuteczna zarówno całego prądu, jak i jego podstawowej harmonicznej, mogą być liczone za czas T dłuższy niż T_1 , równy okresowi subharmonicznej prądu o najniższej częstotliwości lub będący krotnością tego okresu, przy zachowaniu warunku $T = n \cdot T_1$. W ten sposób strata energii czynnej na rezystancji linii przesyłowej będzie obliczona w sposób matematycznie prawidłowy.

Na podstawie wyrażenia (11) można zaproponować wyrażenie określające opłatę za wydawanie mocy biernej i generację prądów wyższych harmonicznych, alternatywne do obowiązującego wzoru (3):

$$(12) \quad O_b = k_1 \cdot C_{rk} \cdot \int_0^t (I^2 - I_{1cz}^2) d\tau$$

gdzie: k_1 – ustalona w taryfie krotność ceny energii elektrycznej C_{rk} dla energii biernej wydawanej przez odbiorcę energii (pojemnościowej). Krotność k_1 powinna być różna od krotności k obecnej we wzorach (2) i (3), ponieważ dotyczy ona przede wszystkim przesyłowych strat energii czynnej, a nie całej energii biernej, jak w (3).

Porównanie wysokości opłaty wg (12) z opłatą wg (3) przedstawia rysunek 2. Dotyczy ono odbioru liniowego o mocy pozornej zmienianej od 1 VA do 10 VA przy $\cos\varphi_1 = 0.8$ pojemnościowym i napięciu podstawowej harmonicznej o jednostkowej wartości skutecznej $U_1 = 1$ V. Wartości współczynników k i k_1 są sobie równe i wynoszą 3. Przyjęto wartość współczynnika $C_{rk} = 1$ i brak prądów wyższych częstotliwości. Na rysunku 2 widoczne jest, że wzrost wysokości opłaty z czasem jest liniowy w przypadku obydwu wzorów, ale tempo tego wzrostu (współczynnik kierunkowy prostej) zależy od wartości skutecznej prądu biernego liniowo we wzorze (3), a kwadratowo we wzorze (12). Zależność wysokości opłaty od mocy biernej odbioru jest liniowa we wzorze (3) i kwadratowa we wzorze (12).



Rys. 2. Zależność wysokości opłaty za wydawanie energii biernej od czasu i mocy pozornej odbioru liniowego o $\cos\varphi_1 = 0,8p$. Powierzchnia niebieska – wzór (3), czerwona – wzór (12).

Pierwszy składnik wyrażenia całkowanego w (11), całkowany po czasie i pomnożony przez rezystancję linii jest całkowitymi stratami energii na tej rezystancji. Straty te można wyznaczyć bez obliczania wartości skutecznej prądu, przez całkowanie po czasie kwadratu chwilowych wartości prądu. Drugi składnik wyrażenia podcałkowego – kwadrat wartości skutecznej prądu czynnego podstawowej harmonicznej – jest trudniejszy do wyznaczenia. Można go wyznaczyć na podstawie mocy czynnej odbioru, stosunkowo łatwiej do wiarygodnego wyznaczenia na podstawie mierzonej energii czynnej pobieranej przez odbiór. W konsekwencji wyrażenie (11) uzyskuje postać:

$$(13) \quad \Delta E_b(t) = R \cdot \int_0^t \left(i(\tau)^2 - \frac{P_1(\tau)^2}{U_1(\tau)^2} \right) d\tau$$

gdzie: $P_1(\tau)$ – moc czynna w chwili czasowej τ : $P_1(\tau) = \frac{1}{T} \int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau') \cdot i(\tau') d\tau'$, $U_1^2(\tau)$ – kwadrat wartości skutecznej napięcia harmonicznej podstawowej w chwili czasowej τ : $U_{1sk}(\tau)^2 = \frac{1}{T} \int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau')^2 d\tau'$, τ' – czas jak zmienna niezależna do liczenia wyrażenia całkowego mocy czynnej i wartości skutecznej napięcia.

Moc czynną $P_1(\tau)$ można wyznaczyć na podstawie naliczanej energii czynnej, jako zmianę jej wartości w czasie T . Wówczas wyrażenie (13) przyjmuje postać:

$$(14) \quad \Delta E_b(t) = R \cdot \int_0^t \left(i(\tau)^2 - \frac{1}{T^2} \cdot \frac{\Delta E_{cz1}(\tau)^2}{U_1(\tau)^2} \right) d\tau = R \cdot \int_0^t \left(i(\tau)^2 - \frac{1}{T} \cdot \frac{\left(\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau') \cdot i(\tau') d\tau' \right)^2}{\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau')^2 d\tau'} \right) d\tau$$

Na podstawie (14) można zapisać postać aplikacyjną wyrażenia (12):

$$(15) \quad O_b = k_1 \cdot C_{rk} \cdot \int_0^t \left(i(\tau)^2 - \frac{1}{T} \cdot \frac{\left(\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau') \cdot i(\tau') d\tau' \right)^2}{\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau')^2 d\tau'} \right) d\tau$$

Opłata za pobór energii biernej

Wyrażenie (6) dotyczy również obciążeniowych strat energii czynnej w sieci przesyłowej na skutek przepływu indukcyjnego prądu biernego podstawowej harmonicznej. Obecnie opłata za pobór energii biernej naliczana jest dla wartości $tg\varphi_1 > tg\varphi_0$. Zachowanie tego upustu dla odbiorców w dotychczasowej formie limitu wartości $tg\varphi_1$ wymusza modyfikację postaci wyrażenia (6) i w konsekwencji wyrażen (11)-(15). Postać tej modyfikacji nie wynika jednoznacznie z porównania wyrażenia (6) z wyrażeniem (2). Pierwsze dotyczy bowiem przesyłowych strat mocy związanych z przepływem prądu biernego, a drugie bazuje na wielkości energii czynnej pobranej przez odbiorcę energii. Dlatego

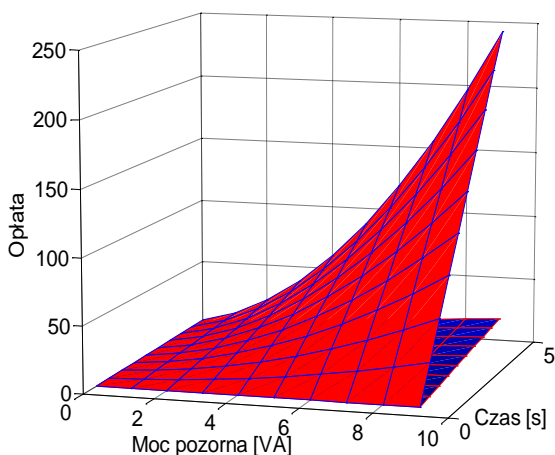
proste przeniesienie współczynnika $\left(\frac{1+tg^2(\varphi_1)}{1+tg^2(\varphi_0)} - 1 \right)$ ze wzoru (2) do (6) nie znajduje podstaw merytorycznych. Najprostszym sposobem zachowania granicznej wartości $tg\varphi_1$ jest zachowanie niezminionej postaci wyrażenia (6) z zastrzeżeniem, że naliczanie całki z pierwszego składnika całkowanego wyrażenia następuje tylko wówczas, gdy $tg\varphi_1 > tg\varphi_0$. Modyfikuje to postać wyrażen (11)-(15), ponieważ istnienie limitu wartości $tg\varphi_1$ nie pozwala efektywnie zsumować obu składników całkowanego wyrażenia z (6). Niezbędne jest osobne obliczenie wartości pierwszego składnika, z uwagi na jego zerową wartość dla $tg\varphi_1 < tg\varphi_0$. Również krotność k ceny energii elektrycznej dla strat mocy od indukcyjnego prądu biernego podstawowej harmonicznej może być inna niż dla pojemnościowego prądu biernego i prądów wyższych częstotliwości. Dlatego wyrażenia będące odpowiednikami wzorów (11) i (12) mają bardziej rozbudowaną postać:

$$(16) \quad \Delta E_b(t) = \int_0^t \Delta P(\tau) d\tau = R \cdot \int_0^t (I_{1cz}^2 \cdot tg^2 \varphi_1 + (I^2 - I_1^2)) d\tau$$

$$(17) \quad O_b = k_2 \cdot C_{rk} \cdot \int_0^t (I_{1cz}^2 \cdot tg^2 \varphi_1) d\tau + k_1 \cdot C_{rk} \cdot \int_0^t (I^2 - I_1^2) d\tau$$

gdzie: I_1 – wartość skuteczna podstawowej harmonicznej prądu, k_2 – ustalona w taryfie krotność ceny energii elektrycznej C_{rk} dla energii biernej podstawowej harmonicznej pobieranej przez odbiorcę energii (indukcyjnej). Podobnie jak krotność k_1 , krotność k_2 nie powinna być równa krotności k ze wzorów (2) i (3), ponieważ dotyczy ona przesyłowych strat energii czynnej związanych z obecnością indukcyjnego prądu biernego, a nie różnicy energii pozornej pomnożonej przez $\cos\varphi_0$ i energii czynnej, jak w (2).

Porównanie wysokości opłaty wg (17) z opłatą wg (2) przedstawia rysunek 3. Dotyczy ono odbioru liniowego o mocy pozornej zmienianej od 1 VA do 10 VA przy $\cos\varphi_1 = 0.8$ indukcyjnym i napięciu podstawowej harmonicznej o jednostkowej wartości skutecznej $U_1 = 1$ V. Wartości współczynników k i k_2 są sobie równe i wynoszą 3. Przyjęto wartość współczynnika $C_{rk} = 1$ i brak prądów wyższych częstotliwości. Na rysunku 3 widoczne jest, że wzrost wysokości opłaty z czasem jest liniowy w przypadku obydwu wzorów, ale tempo tego wzrostu zależy od wartości skutecznej prądu biernego praktycznie liniowo wg wzoru (2), a kwadratowo we wzorze (17). Zależność wysokości opłaty od wartości skutecznej prądu biernego jest liniowa przy obliczeniach wg wzoru (2), a we wzorze (17) jest kwadratowa. Zwraca uwagę mniejsza wysokość opłat wg wzoru (2) niż wg (3). Wysokość opłat wg wzoru (17) dla odbioru liniowego o $tg\varphi_1 > tg\varphi_0$ i przy $k_2 = k$ jest taka sama, jak wg wzoru (12) dla $k_1 = k$.



Rys. 3. Zależność wysokości opłaty za pobór energii biernej od czasu i mocy pozornej odbioru liniowego o $\cos\varphi_1 = 0.8$. Powierzchnia niebieska – wzór (2), czerwona – wzór (17).

Obecny w wyrażeniu (16) kwadrat wartości skutecznej prądu czynnego podstawowej harmonicznej wymnożony przez $tg^2\varphi_1$, to kwadrat prądu biernego podstawowej harmonicznej. Może on być wyznaczony jako stosunek kwadratu zmiany energii biernej w przyjętym czasie T do kwadratu wartości skutecznej napięcia podstawowej harmonicznej, wyznaczonego w tym samym czasie.

Pierwszy składnik wyrażenia obecnego w drugiej całce wyrażenia (16) – kwadrat wartości skutecznej całkowitego prądu – całkowany po czasie i wymnożony przez rezystancję linii jest całkowitymi stratami energii na tej rezystancji. Straty te można wyznaczyć bez obliczania wartości skutecznej prądu, przez całkowanie po czasie kwadratu chwilowych wartości prądu. Drugi składnik wyrażenia obecnego w drugiej całce wyrażenia (16) stanowią straty energii na rezystancji linii, pochodzące od podstawowej harmonicznej prądu. Straty te również można wyznaczyć bez konieczności obliczania wartości skutecznej prądu podstawowej harmonicznej, lecz na podstawie jego wartości chwilowych. W konsekwencji wyrażenie (16) można zapisać jako:

$$(18) \quad \Delta E_b(t) = R \cdot \left(\frac{1}{T} \cdot \int_0^t \frac{(\int_{\tau-T}^{\tau} Q_1(\tau') d\tau')^2}{\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau')^2 d\tau'} d\tau + \int_0^t (i(\tau)^2 - i_1(\tau)^2) d\tau \right)$$

gdzie: $i_1(\tau)$ – wartość chwilowa prądu podstawowej harmonicznej.

Wyrażenie (17) przyjmuje wówczas postać aplikacyjną:

$$(19) \quad O_b = k_2 \cdot C_{rk} \cdot \frac{1}{T} \cdot \int_0^t \frac{(\int_{\tau-T}^{\tau} Q_1(\tau') d\tau')^2}{\int_{\tau-T}^{\tau} u_1(\tau')^2 d\tau'} d\tau + k_1 \cdot C_{rk} \cdot \int_0^t (i(\tau)^2 - i_1(\tau)^2) d\tau$$

Wnioski

Wyrażenia obowiązujących wzorów opłat (2) i (3) obarczone są istotnymi wadami funkcjonalnymi i wadami na gruncie teorii elektrotechniki:

1. nie uwzględniają dodatkowych w stosunku do 50 Hz częstotliwości prądów odbiorów, będących skutkiem ich nieliniowości,
2. wzór (3) operuje pojęciem energii biernej, przez co jego postać nie wiąże bezpośrednio wysokości opłaty z kosztami związanymi z przepływem prądu biernego i kosztami przygotowania infrastruktury do jego obecności,
3. na gruncie elektrotechniki geneza formuły wzoru (2) nie jest zrozumiała i podobnie jak wzór (3) nie wiąże on bezpośrednio wysokości opłaty z kosztami ponoszonymi przez dostawcę energii elektrycznej.

Z tych powodów w artykule zaproponowano nowe formuły wzorów opłat, rezygnując z użycia do ich naliczania pojęcia energii biernej. Uzależniają one wysokość opłat od kwadratu wartości skutecznej całkowitego prądu biernego. Prądy wyższych częstotliwości potraktowano jak prąd bierny pojemnościowy podstawowej harmonicznej, z uwagi na podobne oddziaływanie na sieć elektroenergetyczną oraz typowy w sieciach brak napięć wyższych częstotliwości. Uzależnienie wysokości opłat od kwadratów wartości skutecznych prądów wynika z w przybliżeniu liniowej zależności obciążeniowych strat przesyłowych od tej wielkości. Przyjęto założenie, że opłaty za pobór lub wydawanie mocy biernej podstawowej harmonicznej i za generację przez odbiorcę prądów wyższych częstotliwości powinny być proporcjonalne do spowodowanych przez nie strat przesyłowych energii czynnej. Takie założenie wydaje się być uzasadnione technicznie i finansowo, ponieważ tracona energia elektryczna musi być wytworzona przez jej producentów. Związane z obecnością prądów biernych i prądów wyższych częstotliwości finansowe straty dostawców energii są również efektem zmniejszenia zdolności sieci do przesyłu energii czynnej podstawowej harmonicznej. Powinny być one uwzględnione w wielkości współczynników k_1 i k_2 . Wielkość tego obniżenia jest również w przybliżeniu liniową funkcją kwadratu wartości skutecznej tych prądów.

Zaproponowane wzory opłat nie uwzględniają możliwego pozytywnego oddziaływania na system elektroenergetyczny generacji mocy biernej podstawowej harmonicznej przez odbiory, wynikającego z możliwości realizacji w ten sposób kompensacji mocy biernej. Warunkiem koniecznym uwzględnienia takiej kompensacji we wzorach opłat jest rozwiniecie odpowiednich usług systemowych, w oparciu o technologie *smart grid* i *smart metering*. Problematyka ta wymaga odrębnych badań.

Artykuł opracowany w trakcie realizacji projektu „Obserwatorium Transformacji Energetycznej jako instrument wspierania społeczno-gospodarczego rozwoju Polski (OTE)” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych "Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków" GOSPOSTRATEG. (Umowa nr GOSPOSTRATEG9/000D/2022 z dnia 27/06/2023).

Autorzy: dr inż. Tomasz Drabek, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: drabek@agh.edu.pl; dr inż. Paweł Dybowski, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: dybowski@agh.edu.pl; mgr inż. Jakub Wójcik, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jakubwojcik@agh.edu.pl

LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. 1997, poz. 348
- [2] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. 2016, poz. 831
- [3] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz.U. 2022, poz. 2505
- [4] Rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, 4.05.2007, Dz.U. 2007, poz. 623
- [5] Taryfa dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A. na rok 2023, zatwierdzona 17.12.2022 przez prezesa URE
- [6] Kurkowski M., Mirowski J., Popławski T., Pasko M., Białoń T., Pomiar energii biernej w instalacjach niskiego napięcia, Przegląd Elektrotechniczny, 92 (2016), nr 4, 144-147
- [7] Bolkowski S., Elektrotechnika, Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 2021
- [8] Arendt R., Dynamiczne wyznaczanie parametrów elektrycznego obwodu szeregowego, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, 2015, nr 47, 15-18
- [9] Wciślik M., Bilanse mocy w obwodzie prądu przemiennego z odbiornikiem nieliniowym, Przegląd Elektrotechniczny, 90 (2014), nr 2, 5-8
- [10] Grochal P., Moce w komutowanych obwodach elektrycznych. Spektralne rozproszenie mocy, Przegląd Elektrotechniczny, 91 (2015), nr 2, 166-173
- [11] F&F Filipowski sp.j., LE-01MB Licznik zużycia energii elektrycznej 1-fazowy, dwukierunkowy z analizą parametrów sieci – instrukcja użytkownika v. 4.4 (170203), www.fif.com.pl
- [12] PN-EN 62053-23:2006 Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 23: Liczniki statyczne energii biernej (klas 2 i 3)
- [13] PN-EN 62053-24:2015-03 Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 24: Liczniki statyczne energii biernej dla częstotliwości podstawowej (klas 0,5 S, 1 S i 1)
- [14] Measuring Instruments Directive, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r.
- [15] Krahel A., Szczepaniak Cz., Pomiar mocy biernej sieci energetycznej w dziedzinie czasu, Prace Instytutu Elektrotechniki, zeszyt 222, 2005, 53-67
- [16] Cardona G.M., Estudi i analisi de les diferents teories de potencia electrica aplicades a microxarxes, Memòria i annexos, Universitat Politècnica de Catalunya, 1-74
- [17] Fryze S., Moc rzeczywista, urojona i pozorną w obwodach elektrycznych o przebiegach odkształconych prądu i napięcia, Przegląd Elektrotechniczny, 7 (1931), 193-203
- [18] Shepherd W., Zakikhani P.: Suggest definition of reactive power for nonsinusoidal systems, Proceedeings IEE, No 9, 119 (1972), 1361–1362
- [19] Kuster N.L., Moore W.J.M., On the definitions of reactive power under Non-Sinusoidal conditions, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99; 1980
- [20] Akagi H., Kim H., The Theory of Instantaneous Power in Three-phase Four-Wire Systems: A Comprehensive Approach; IEEE Trans. Ind. Appl., vol. IA-20; 1984
- [21] Depenbrock M., The FBD-method, a Generally Applicable Tool for Analysing Power Relations, Lehrstuhl für Erzeugung und Anwendung elektrischer Energie, Ruhr-Universität Bochum, Germany, 1993
- [22] Czarnecki L.S., Currents' Physical Components (CPC) in Circuits with Non-Sinusoidal Voltages and Currents. Part 1: Single-Phase Linear Circuits, Electrical Power Quality and Utilization, Journal Vol. XI, № 2, 2005
- [23] Tenti P., Mattavelli P., A Time-Domain Approach to Power Term Definitions under Non-Sinusoidal Conditions, Department of Electrical, Management, and Mechanical Engineering, University of Udine, Italy 2003
- [24] Soljan Z., Zajkowski M., Extension and Correction of Budeanu Power Theory Based on Currents' Physical Components (CPC) Theory for Single-Phase Systems, Energies, 15/2022
- [25] Wciślik M., Harmoniczne w obwodzie prądu przemiennego z obciążeniem nieliniowym i kompensacją mocy biernej, POZNAN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY ACADEMIC JOURNALS Electrical Engineering, No 82, 2015
- [26] Zajkowski K., Wady teorii mocy w obwodach jednofazowych według Budeanu i Fryzego, Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe, 12/2006, 1500-1504
- [27] Bartman J., Analiza napięć, prądów i mocy w układach z przebiegami odkształconymi okresowymi, Wydawnictwo Uniwersytetu Rzeszowskiego, Rzeszów 2019
- [28] Pasko M., Walczak J., Optymalizacja energetyczno-jakościowych właściwości obwodów elektrycznych z przebiegami okresowymi niesinusoidalnymi, Monografia, Elektryka, z. 150, Gliwice 1996
- [29] Szczerba Z., Czy liczniki kvarh powinny być stosowane?, Acta Energetica, 2/2009, 85-87
- [30] Bielecki S., Skoczkowski T., Potrzeba zmian rozliczeń za moc bierną, Rynek Energii, 08.2015
- [31] Bielecki S., Specyfika formuły naliczania opłat za użytkowanie energii biernej w Polsce, Rynek Energii, nr 5 (138), 2018, 65-72
- [32] Bielecki S., Zagadnienia mocy biernej w użytkowaniu energii elektrycznej – zarys problemów, Polityka Energetyczna, tom 20, zeszyt 3, 2017, 67-78
- [33] Bielecki S., Opłaty za energię bierną według krajowego systemu rozliczeń, Elektroinfo, 10/2020,