

Cenowa elastyczność popytu odbiorców rozliczających strefowo opłatę mocową i jej zastosowanie

Streszczenie. W artykule przedstawiono strefowy system rozliczeń opłaty mocowej finansującej rynek mocy w Polsce. Omówiono zyski jakie może uzyskać odbiorca ograniczając swoją konsumpcję energii w okresie rozliczeniowym tej opłaty od 7:00 do 22:00 w dni robocze. Wyznaczono współczynniki elastyczności cenowej popytu takiego odbiorcy, które obrazują wpływ cen rozliczeniowych na osiągnięte ograniczenia konsumpcji energii w szczycie obciążenia. Przedyskutowano czynniki wpływające na zmiany konsumpcji w strefach przy zmianie systemu rozliczeń.

Abstract. The article presents a zonal system for settling the capacity fee to finance the capacity market in Poland. Discussed are the profits that the customer can obtain by limiting their energy consumption in the settlement period of this fee from 7:00 a.m. to 10:00 p.m. on working days. The price elasticity coefficients of demand of this customer were determined and factors influencing the reductions of consumption in the peak zone were discussed. (Price elasticity of demand of consumers paying the capacity fee in zones and its application).

Słowa kluczowe: elastyczność popytu, rynek mocy, rozliczenia z energią elektryczną
Keywords: demand elasticity, capacity market, settlements for electricity

Wstęp

Celem prowadzonych analiz jest możliwa odpowiedź odbiorców na wprowadzone rozliczenie strefowe opłaty mocowej dla odbiorców przyłączonych do napięcia średniego i wysokiego w postaci cenowego programu sterowania popytem. Programy takie, stosowane od wielu lat, różnicują ceny energii oraz stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców w strefach doby w celu redukcji ich konsumpcji energii w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym. Obecnie obserwuje się w Polsce ograniczenie stosowania takich programów na rynku detalicznym zarówno w obszarze sprzedaży energii jak i świadczenia usług dystrybucyjnych dla odbiorców średnich i wysokich napięć [1]. Pomimo ogólnych apeli dotyczących stymulowania elastyczności popytu, obserwujemy w przypadku pewnych podmiotów rynkowych brak oferowania takich programów na skutek wzrostu ryzyka ograniczenia przychodów w przypadku nieprzewidywanej reakcji odbiorców na takie oferty. W warunkach rynkowych podmioty takie jak sprzedawcy energii nie ponoszą bezpośredniej odpowiedzialności za skutki nadmiernych obciążeń szczytowych w systemie elektroenergetycznym. Podmiotem odpowiedzialnym za pokrywanie szczytowych obciążeń w systemie jest operator systemu elektroenergetycznego, który z kolei preferuje programy sterowania popytem bodźcowe, zapewniające interwencyjną redukcję zapotrzebowania w chwilach obciążeń szczytowych. Obserwujemy zatem tendencję wzrostu świadczenia bodźcowych usług sterowania popytem, które jednak wiążą się z narastaniem kosztów tych programów w postaci opłat za gotowość do świadczenia takich usług na wezwanie OSP. Koszty te wymuszają znalezienie odpowiednich źródeł przychodu dla ich pokrycia. Ustawa o rynku mocy, regulująca działanie interwencyjnych źródeł mocy wytwórczych jak i odbiorczych określa takie źródło w opłacie mocowej pokrywanej przez odbiorców. Opłata ta, której wartość ustala Prezes Urzędu Regulacji Energetyki [2], przewiduje rozliczanie jej w postaci taryfy strefowej dla odbiorców handlowo przemysłowych zasilanych z poziomu średniego i wysokiego napięcia, co stanowi przeciwwagę dla wspomnianego powyżej ograniczania stosowania rozliczeń strefowych za korzystanie z energii elektrycznej.

Należy się liczyć z długotrwałym, do 2047 r. według [2], obowiązywaniem opłaty mocowej i jej rozliczania w postaci

taryfy strefowej, której parametry będą modyfikowane w zależności od kosztów pokrywania opłat związanych z koniecznymi rezerwami mocy interwencyjnych w systemie elektroenergetycznym. Zasadna wydaje się zatem analiza możliwych reakcji na takie taryfy odbiorców, którzy będą dopinguwani do opracowania właściwej strategii przesuwania obciążeń poza strefy szczytowe.

W ramach poniższych analiz przedstawiono sposoby wyznaczania niezbędnych przesunięć konsumpcji energii pomiędzy strefami w celu skorzystania z upustów w opłacie mocowej, określono sposób wyznaczania elastyczności cenowej popytu odbiorców korzystających z takich upustów, omówiono perspektywiczne wykorzystanie takich współczynników dla prognozowania zmian w obciążeniach odbiorców przy zmianach cen i warunków ich stosowania w przyszłych możliwych wariantach mocowej taryfy strefowej. Rozważania teoretyczne zilustrowano wynikami obliczeń na przykładzie dobowej konsumpcji energii odbiorcy korzystającego z sieci średniego napięcia.

Elastyczność popytu jako miara oddziaływania programów cenowych na konsumpcję odbiorcy

Rozliczanie opłaty mocowej w sposób strefowy ma na celu redukcję konsumpcji w okresie szczytowym od 7:00 do 22:00 i jej wzrost w pozostałym okresie pozaszczytowym. Dostosowując swoją konsumpcję do wartości kosztów taryfowych odbiorca wykazuje określoną elastyczność dotyczącą czasu konsumpcji energii ze względu na ponoszone koszty. Elastyczność cenowa popytu ε odbiorców korzystających z taryf strefowych jest definiowana poprzez poniższe zależności od (1) do (3) obrazujące względne zmiany konsumpcji energii ΔE od wartości wyjściowej E_1 , do wartości wynikowej E_2 , na skutek zmiany ceny rozliczeniowej za energię i jej dostawę ΔP od wartości wyjściowej P_1 do ceny P_2 , powodującej zmianę użytkowania energii:

$$(1) \quad \Delta E = E_2 - E_1$$

$$(2) \quad \Delta P = P_2 - P_1$$

$$(3) \quad \varepsilon = (\Delta E / E_1) / (\Delta P / P_1)$$

Zależność (3) na elastyczność cenową popytu odbiorców odzwierciedla tylko zmiany bilansowe konsumpcji energii w taryfie strefowej, będące sumą

zmniejszenia konsumpcji w okresach szczytowych i jej zwiększenia w okresach pozaszczytowych. W przypadku zerowego bilansu, czyli tylko przeniesienia energii ze strefy szczytowej do pozaszczytowej bez jej redukcji, elastyczność wyrażona przy stosowaniu zależności (3) jest zerowa pomimo osiągnięcia oszczędności w rozliczeniach za energię.

Zatem w przypadku analizy taryf strefowych bardziej użyteczne jest określenie elastyczności określającej nie tylko zmianę konsumpcji w danej strefie na skutek zmiany ceny w tej strefie, ale również przenoszenie części konsumpcji z innych stref na skutek konkurencyjnych cen w tej strefie. Zmianę konsumpcji w *i*-tej strefie taryfy wielostrefowej (dynamicznej) o „*n*” strefach na skutek zmian cen strefowych opisano w [3]. W przypadku przejścia z rozliczenia wg taryfy jednostrefowej (płaskiej) „*f*” do taryfy dwustrefowej można wyznaczyć przyrosty konsumpcji ΔE_p w strefie szczytowej „*p*” i ΔE_o w strefie pozaszczytowej „*o*” w oparciu o poniższy układ równań [4]:

$$(4) \quad \Delta E_p = E_{p2} - E_{p1} = E_{p1} \left(\varepsilon_s \frac{P_p - P_f}{P_f} + \varepsilon_c \frac{P_o - P_f}{P_f} \right)$$

$$(5) \quad \Delta E_o = E_{o2} - E_{o1} = E_{o1} \left(\varepsilon_c \frac{P_p - P_f}{P_f} + \varepsilon_s \frac{P_o - P_f}{P_f} \right)$$

gdzie: E_{p1} , E_{p2} – energie w strefie „*p*” dla cen rozliczeniowych P_f oraz P_p , E_{o1} , E_{o2} , – energie w strefie „*o*” dla cen rozliczeniowych P_f oraz P_o , ε_s – elastyczność własna odzwierciedlająca zmianę konsumpcji odbiorców w strefie „*p*” lub „*o*” na zmianę ceny w tej strefie, ε_c – elastyczność wzajemna pomiędzy strefami odzwierciedlająca zmianę konsumpcji w strefie „*p*” na skutek zmiany ceny w strefie „*o*” oraz zmianę konsumpcji w strefie „*o*” na zmianę ceny w strefie „*p*”.

W przypadku rozliczania energii w taryfie dwustrefowej współczynniki elastyczności są wynikiem uśrednienia korzyści z ograniczenia konsumpcji w okresach szczytowych, jej zwiększenia w okresach pozaszczytowych oraz przesunięcia konsumpcji z okresów szczytowych do pozaszczytowych.

Rozliczenie strefowe opłaty mocowej oraz elastyczność popytu wymagana w celu uzyskania redukcji w stawce opłaty mocowej

Wprowadzenie strefowego rozliczania opłaty mocowej o wartości S_m w zł/kWh w strefie szczytowej oraz zerowej wartości w strefie pozaszczytowej, przy korzystaniu z energii przez odbiorców średniego napięcia rozliczanych dotychczas według taryfy jednostrefowej po kosztach P_f , obejmujących cenę energii wraz usługą jej dostarczenia, spowodowało przejście na taryfę dwustrefową o cenach szczytowej P_p oraz pozaszczytowej P_o :

$$(6) \quad P_p = P_f + k(s_w)S_m; \quad P_o = P_f$$

gdzie $k(s_w)$ oznacza współczynnik redukcji opłaty mocowej.

W systemie rozliczeń istnieją możliwości uzyskania redukcji w opłacie mocowej i konieczne do tego jest wypełnienie warunków wynikających ze stosunku konsumpcji energii w okresie szczytowym do konsumpcji w okresie pozaszczytowym w okresie rozliczeniowym opłaty mocowej wyrażanego wartością parametru *s*:

$$(7) \quad s = 100s_w = 100 \left[\left(\frac{E_p}{15} \right) / \left(\frac{E_o}{9} \right) - 1 \right], \%$$

gdzie: E_p – konsumpcja energii odbioru w okresie szczytowym w godz. od 7:00 do 22:00, E_o – konsumpcja energii odbioru w pozostałym pozaszczytowym okresie doby.

Osiągnięcie parametru s_w o wartościach 0,15; 0,10 oraz 0,05 pozwala na uzyskanie odpowiednio redukcji stawki opłaty mocowej wyrażanej współczynnikami $k(s_w)$ do 0,83 S_m , 0,5 S_m oraz 0,17 S_m . Zgodnie z (7) wymaganą wartość $k(s_w)$ można osiągnąć zmniejszając szczytowe zużycie energii o ΔE_p i zwiększając zużycie pozaszczytowe o ΔE_o :

$$(8) \quad k(s_w) = f(s_w) = f \left(\frac{9(E_p - \Delta E_p)}{15(E_o + \Delta E_o)} - 1 \right)$$

Zależności (4) oraz (5), obrazujące zmiany konsumpcji szczytowej i pozaszczytowej w funkcji cen taryfowych oraz elastyczności popytu własnej ε_s i wzajemnej ε_c odbiorcy, ulegają, wyniku zerowej stawki opłaty mocowej w okresie pozaszczytowym (6), redukcji do następującej postaci:

$$(9) \quad \Delta E_p = E_p * \left(\varepsilon_s \frac{k(s_w)S_m}{P_f} \right)$$

$$(10) \quad \Delta E_o = E_o * \left(\varepsilon_c \frac{k(s_w)S_m}{P_f} \right)$$

Wartości elastyczności są zatem ściśle powiązane z wartościami redukcji konsumpcji i można je wyznaczyć przekształcając zależności (9) oraz (10):

$$(11) \quad \varepsilon_s = \frac{\Delta E_p}{E_{p1}} \frac{P_f}{k(s_w)S_m}$$

$$(12) \quad \varepsilon_c = \frac{\Delta E_o}{E_{o1}} \frac{P_f}{k(s_w)S_m}$$

Redukcje w opłacie mocowej można osiągnąć generalnie poprzez ograniczanie konsumpcji w okresie szczytowym o ΔE_p oraz zwiększanie konsumpcji w okresie pozaszczytowym o ΔE_o . Możliwe są również transfery konsumpcji pomiędzy okresami rozliczeniowymi. W celu wskazania działań najbardziej efektywnych przeanalizujemy wyniki wpływu zmian konsumpcji energii w poszczególnych obszarach okresu rozliczeniowego na wartości s_w .

W przypadku strategii ograniczania konsumpcji w okresie szczytowym bez zmian konsumpcji w okresie pozaszczytowym mamy:

$$(13) \quad \Delta E_p = \Delta E; \quad \Delta E_o = 0$$

co praktycznie jest możliwe przy przesuwaniu obciążeń szczytowych na okresy dni wolnych od pracy, w których nie jest naliczana opłata mocowa. Zależność na s_w , w postaci podanej w (8), przyjmie wówczas postać:

$$(14) \quad \Delta s_w = \frac{9(E_p - \Delta E) - 15E_o}{15E_o}$$

Przekształcając wyrażenie (14) możemy uzyskać zależność na ΔE pozwalającą na osiągnięcie pożądanej wartości s_w :

$$(15) \quad \Delta E = E_p - \frac{15}{9}E_o(1 + \Delta s_w)$$

Strategia zwiększania konsumpcji pozaszczytowej, przy pozostawieniu bez zmian konsumpcji szczytowej, oznacza:

$$(16) \quad \Delta E_o = \Delta E; \quad \Delta E_p = 0$$

co praktycznie może być zrealizowane poprzez zwiększanie obciążeń tylko w okresie pozaszczytowym, w którym nie jest naliczana opłata mocowa. Prowadzi ona do następujących zależności na s_w oraz ΔE :

$$(17) \quad \Delta s_w = \frac{9E_p - 15(E_o + \Delta E)}{15(E_o + \Delta E)}$$

$$(19) \quad \Delta E = \frac{9E_p}{15(\Delta s_w + 1)} - E_o$$

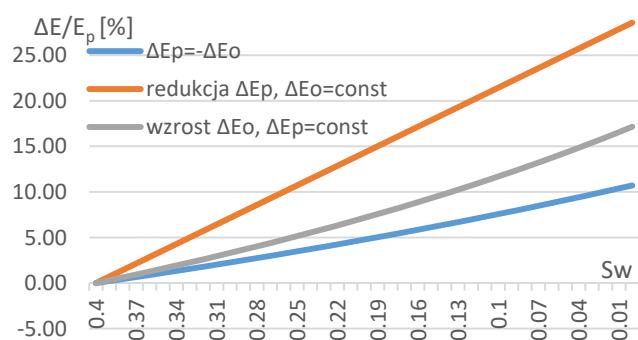
Naturalną strategią jest przenoszenie obciążeń ze strefy szczytowej do pozaszczytowej w ramach okresu rozliczeniowego opłaty mocowej. Mamy wówczas:

$$(20) \quad -\Delta E_p = \Delta E_o = \Delta E$$

Wartość s_w można wówczas wyznaczyć na podstawie (8), przy uwzględnieniu (20), co prowadzi do następującej zależności na ΔE :

$$(21) \quad \Delta E = \frac{9E_p - 15E_o(1 + \Delta s_w)}{15\Delta s_w + 24}$$

Efektywność stosowania omówionych strategii przedstawiono na rysunku 1. Przedstawione przebiegi pokazują, że zdecydowanie najbardziej efektywną strategią osiągnięcia pożądanego wartości współczynnika s_w , zapewniającego redukcję wartości opłaty mocowej, jest strategia przesuwania konsumpcji ze strefy szczytowej do pozaszczytowej w ramach jednego okresu rozliczeniowego opłaty mocowej.



Rys. 1. Efektywność osiągnięcia pożądanego wartości s_w przy założeniu wartości wyjściowej dla konsumpcji wyjściowej $s_w=0,4$

Zależności (11) oraz (12) ujawniają proporcjonalność elastyczności w stosunku do przesunięcia obciążenia ΔE . Elastyczność zależy również odwrotnie proporcjonalnie od współczynnika redukcji opłaty mocowej $k(s_w)$, co obrazuje również wpływ elastyczności popytu odbiorcy na zysk osiągnięty z redukcji opłaty mocowej po osiągnięciu progowej wartości współczynnika s_w . Zysk ten zależy zasadniczo od ograniczenia konsumpcji energii w okresie szczytowym oraz od osiągnięcia kolejnych progów redukcji opłaty mocowej i można go wyznaczyć następująco:

$$(22) \quad Z = \Delta E_p k(s_w) S_m + (\Delta E_p - \Delta E_p) [S_m - k(s_w) S_m]$$

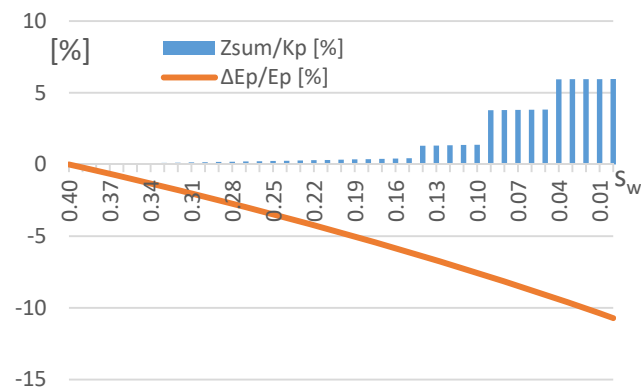
W powyższej zależności pierwszy składnik obrazuje narastanie zysku na skutek ograniczenia konsumpcji energii w okresie szczytowym a drugi składnik obniżenie wartości opłaty mocowej energii konsumowanej w szczycie po osiągnięciu wartości progowej współczynnika s_w . Po przekształceniach (22) i korzystając z zależności (11) otrzymujemy zysk, w porównaniu do pierwotnej konsumpcji w okresie szczytowym E_p , zależny od osiągniętej elastyczności ε_s i współczynnika $k(s_w)$:

$$(23) \quad Z = E_p S_m (1 - k(s_w)) + E_p S_m \left\{ [2 k(s_w) - 1] \left[\varepsilon_s \frac{k(s_w) S_m}{P_f} \right] \right\}$$

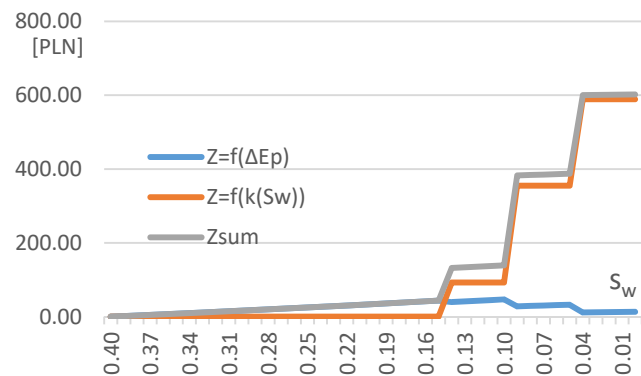
Nie wykluczając korzyści ze stosowania różnych strategii osiągnięcia s_w czy też łączenia takich strategii, w dalszej części artykułu przeanalizowane zostaną korzyści z

stosowania tej najbardziej efektywnej strategii przesuwania konsumpcji ze szczytu do okresu pozaszczytowego dla przykładowego odbiorcy oraz dobowego rozliczenia opłaty mocowej, planowanego do stosowania od roku 2025 dla odbiorców grupy B. W celu ilustracji obliczeniowej przedstawionych zależności przyjmijmy odbiór o dobowej konsumpcji na poziomie 8 MWh przy podziale na energię szczytową $E_p = 5,6$ MWh i pozaszczytową $E_o = 2,4$ MWh przed wprowadzeniem działań przesuwających konsumpcję poza szczyt. Koszty korzystania z energii dla wybranego odbiorcy, rozliczanego zgodnie z taryfą jednostrefową, wyznaczono na podstawie stawek opłat z taryfy dystrybucyjnej [4] zakładając moc szczytową 2,5 MW przy rocznym zużyciu energii 2000 MWh, co pozwoliło wyznaczyć jednostkową opłatę dystrybucyjną o wartości 537,47 zł/MWh poza szczytem oraz 674,07 w szczycie (od 7:00 do 22:00) wliczając w to opłatę mocową na rok 2024 o wartości 126,70 zł/MWh. Ceny energii przyjęto na poziomie 500 zł/MWh.

Dla przyjętych wartości cen i stawek opłat wyznaczono składniki zysku osiągnięte w funkcji parametru s_w co przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Względny zysk, w stosunku do kosztów K_p bez przesunięcia ΔE_p , osiągnięty na skutek redukcji opłaty mocowej w wyniku przesunięcia względnej wartości konsumpcji szczytowej $\Delta E_p/E_p$ do strefy pozaszczytowej

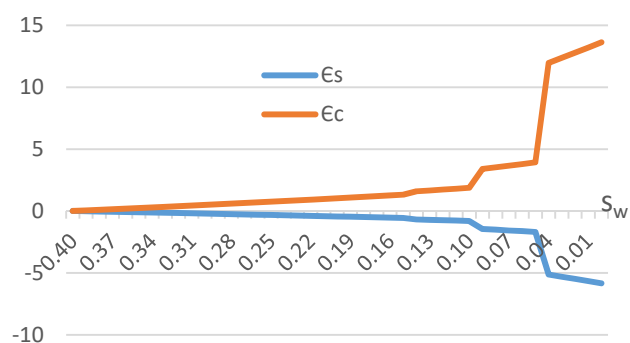


Rys. 3 Składowe zysku sumarycznego Z_{sum} : wynikający z przesunięcia konsumpcji do strefy pozaszczytowej $Z=f(\Delta E)$ oraz wynikający z redukcji wartości opłaty mocowej po osiągnięciu wartości progowej $Z=f(s_w)$

Wykresy przedstawione na rysunku 2 pokazują, że zasadniczo zysk z przesunięcia konsumpcji wynika ze zmian we współczynniku $k(s_w)$ obniżającego wartość stawki opłaty mocowej po osiągnięciu wartości progowej parametru s_w . Sam zysk wynikający bezpośrednio z redukcji konsumpcji w okresie szczytowym o $-\Delta E_p$, mimo że jest niezbędny warunkiem dla zmian w stawce opłaty mocowej, nie jest tak istotny i przyjmuje coraz mniejsze

wartości po przejściu wartości progowych na skutek obniżenia stawki opłaty mocowej.

Na podstawie wykresów przedstawionych na rysunku 3 można stwierdzić, że zyski procentowe uzyskiwane z redukcji w opłacie mocowej stanowią niewielki procent całych kosztów korzystania odbiorcy z energii elektrycznej. Przy redukcji opłaty S_m do 87% wartości początkowej jest to poniżej 2% kosztów, przy redukcji 50% to niecałe 4% a przy redukcji do 13% dochodzimy do 7% kosztów. Obniżki te są istotne lecz dla dwóch pierwszych progów nie są czynnikiem mogącym drastycznie zmienić pozycję konkurencyjną odbiorcy. Istotne jest również spostrzeżenie, że osiągnięcie takich poziomów zysków wymaga większego procentowo, w stosunku do sytuacji wyjściowej, ograniczenia konsumpcji energii w okresie szczytowym w porównaniu do osiągniętych zysków w stosunku do kosztów bez redukcji. Ograniczenie konsumpcji energii w okresie szczytowym od 7:00 do 22:00 dnia roboczego może z kolei pogorszyć pozycję konkurencyjną odbiorcy.



Rys. 4. Zmiany współczynników elastyczności własnej oraz wzajemnej przy zmianach parametru s_w na skutek przesuwania konsumpcji ze strefy szczytowej do pozaszczytowej.

Osiągnięcie wymaganych poziomów redukcji obciążenia szczytowego wymaga znaczących poziomów współczynników elastyczności (rys. 4) analizowanego odbiorcy. Z uwagi na znacząco wyższą konsumpcję początkową w okresie szczytowym, na podstawie zależności (11) oraz (12) współczynnik elastyczności własnej, który jest ujemny, przyjmuje niższe wartości bezwzględne w stosunku do współczynnika elastyczności wzajemnej, który jest dodatni. Jak widać z porównania rysunku 3 oraz rysunku 4 bezwzględne wartości współczynników elastyczności bardziej proporcjonalnie odzwierciedlają zmienność zysku na skutek redukcji obciążenia w okresie szczytowym niż sama wartość tej redukcji ΔE .

Zmienność wykorzystywania energii elektrycznej w okresach szczytowych i pozaszczytowych obowiązujących dla naliczania opłaty mocowej jest zazwyczaj skutkiem oddziaływania wielu odbiorników wykorzystywanych przez odbiorcę w ramach okresu rozliczeniowego tej opłaty. Elastyczność popytu odbiorcy odzwierciedla możliwości jego przystosowania się do nowych reguł kosztowych narzucających wyższe ceny w okresie szczytowym. Znajomość elastyczności popytu odbiorców, przy założeniu ich niezmienności, w początkowym okresie po zmianach cen, pozwala na wyznaczenie zmian w konsumpcji energii odbiorców w poszczególnych strefach taryf ΔE_p oraz ΔE_o , zgodnie z (4) i (5), przy zmianach parametrów cenowych taryfy P_i , P_p oraz P_o .

Zmian parametrów taryfy można się spodziewać przynajmniej w zakresie poziomów stawek opłaty mocowej na skutek zmian w poziomach płatności za gotowość do świadczenia usług interwencyjnych podmiotom uczestniczącym w rynku mocy w poszczególnych latach. W [5] podaje się, że koszty rynku mocy wzrosną z 4 877 mln zł w roku 2025 do 5 562 mln zł w roku 2026 i 5 888 mln zł w roku 2027. Spowoduje to zapewne wzrost stawki podstawowej opłaty mocowej. Ponadto czynnikiem wpływającym na siłę oddziaływania opłaty mocowej jest jej wartość w stosunku do innych kosztów użytkownika energii elektrycznej przez odbiorców. Zależność obrazującą ten wpływ można analizować na podstawie (24) powstałej przez podzielenie ograniczeń konsumpcji w okresie szczytowym wyznaczanych zgodnie z (9) dla dwóch okresów:

$$(25) \quad \Delta E_{p2} = \Delta E_{p1} \frac{\varepsilon_{s2} E_{p2} k(s_{w2}) S_{m2} P_{f1}}{\varepsilon_{s1} E_{p1} k(s_{w1}) S_{m1} P_{f2}}$$

Przy założeniu, że stosunek $\Delta E_{p2}/\Delta E_{p1}$ odzwierciedla przyrost rynku produktów końcowych odbiorcy, proporcjonalnych do zmian zużycia energii, z zależności (25) można wnioskować o wpływie pozostałych czynników na zmiany konsumpcji szczytowej. Założenie o stałej elastyczności cenowej popytu ε_s odbiorcy pozwala na oszacowanie zmian w konsumpcji w okresach szczytowych na skutek zmian cen w analizowanych okresach.

Badania współfinansowane przez Unię Europejską w ramach projektu Horizon Europe FP4 - Rail4EARTH „Zrównoważone i zielone systemy kolejowe” (GA 101101917) oraz współfinansowane przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego (dawne Ministerstwo Edukacji i Nauki) w ramach programu „Międzynarodowe Projekty Współfinansowane” (Umowa nr 5400/HE/2023/2)

Autorzy: dr inż. Jerzy Andruskiewicz, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań E-mail: jerzy.andruszkiewicz@put.poznan.pl, prof. dr hab. inż. Józef Lorenc, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl, dr inż. Agnieszka Weychan, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: agnieszka.weychan@put.poznan.pl

LITERATURA

- [1] Taryfa dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2024. KRAKÓW 2024
- [2] Rynek mocy: Prezes URE wyliczył wysokość opłaty za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w 2024 roku, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11280,Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczy-wysokosc-oplaty-za-utrzymanie-bezpieczenstwa-ener.html?search=16239846322> (dostęp 15.03.2024)
- [3] Schweppe F.C.; Caramanis M.C.; Tabors R.D.; Bohn R.E., Spot Pricing of Electricity; Kluwer Academic Publishers: Dordrecht, The Netherlands, 2000.
- [4] Andruskiewicz J., Lorenc J., Weychan A., Seasonal variability of price elasticity of demand of households using zonal tariffs and its impact on hourly load of the power system, *Energy* 196 (2020)
- [5] Taryfa PGE Energetyka Kolejowa S.A. w Warszawie, Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE.WPR.4211. 14.6.2023. JSz z dnia 27 grudnia 2023 r.
- [6] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2022, <https://www.ure.gov.pl>