

Sterowanie popytem przy wykorzystaniu systemów taryfowych w Polsce

Streszczenie. Celem artykułu jest szczegółowa analiza funkcjonowania taryf strefowych w Polsce. Przedstawiona została analiza jaka część odbiorców podlega sterowaniu popytem w taryfach strefowych, odpowiednio dla grup taryfowych A, B, C oraz G. Określona została efektywność oddziaływania taryf strefowych w zakresie zmian popytu w okresach pozaszczytowych i szczytowych w stosunku do rozliczenia jednostrefowego. Przedstawiono również jak strefowe programy taryfowe wpływają na obciążenie polskiego systemu elektroenergetycznego.

Abstract. The aim of the article is to analyse in detail the zonal tariff programmes' operation in Poland. The analysis of customers' participation in demand side response programmes in the tariff groups A, B, C and G respectively is presented. The effectiveness of zonal tariffs is determined in terms of demand change in peak and off-peak periods in relation to the flat tariff. It is also presented how tariff programmes influence the Polish power system's load. (**Demand side response as a result of tariff programmes in Poland**).

Słowa kluczowe: cenowa elastyczność popytu, sterowanie popytem, taryfy strefowe, obciążenie systemu elektroenergetycznego
Keywords: price elasticity of demand, demand side response, zonal tariffs, power system's load

Wstęp

Sterowanie popytem staje się coraz bardziej znaczącą dziedziną oddziaływania na efektywną i bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. Jedną z głównych przyczyn coraz większej wagi stosowania tej technologii jest wzrastający udział energetyki odnawialnej w pokrywaniu obciążeń w systemie kosztem dużych elektrowni systemowych korzystających z paliw konwencjonalnych, co ogranicza dostępność tradycyjnie wykorzystywanych zasobów dla regulacji pracy systemu elektroenergetycznego.

Programy sterowania popytem dzielą się na dwie klasy: cenowe oraz bodźcowe [1]. Obie klasy programów sterowania popytem tworzą warunki dla wynagradzania odbiorców za dokonanie redukcji obciążeń w okresach obciążenia szczytowego systemu, jeżeli następuje efektywna realizacja takiej redukcji. Organizatorzy programów bodźcowych dodatkowo przesyłają do uczestników programów sterowania popytem informacje o oczekiwanym czasie dokonania tej redukcji tworząc rozwiązania do wykorzystania dla bieżącego sterowania obciążeniem systemu. Programy cenowe, a w szczególności zastosowanie taryf strefowych dla różnych grup odbiorców, tworzą stabilny system ciągłego oddziaływania na odbiorców na skutek zróżnicowania cenowego energii elektrycznej wraz z jej dostawą w poszczególnych godzinach doby. W niniejszym artykule przedstawiono efekty oddziaływania taryf strefowych na użytkowanie końcowe energii elektrycznej w Polsce w latach 2016 i 2017 i przedyskutowano ich wpływ na pracę systemu elektroenergetycznego.

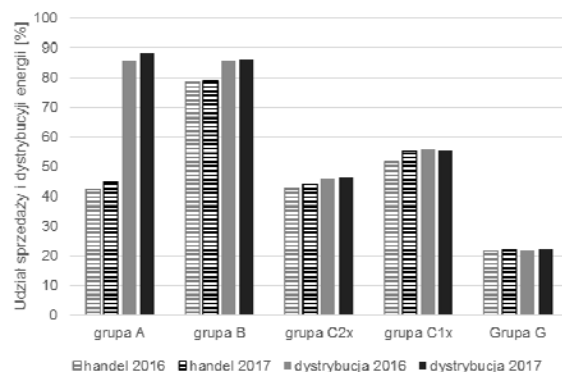
Wykorzystanie taryf strefowych przez różne grupy odbiorców w obszarze zakupu i dostaw energii

Znaczenie sterowania popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych jest istotne, biorąc pod uwagę udział dostaw energii rozliczanej przy wykorzystaniu taryf strefowych w stosunku do całości energii dystrybuowanej w Polsce. Wartość dostaw energii z oddziaływaniem strefowym na odbiorcę wynosiła 64% dla roku 2016 oraz 65% dla roku 2017. Wartości te świadczą o istotnym wpływie taryfowego sterowania popytem na krzywą obciążenia systemu elektroenergetycznego. Na rysunku 1 przedstawiono zestawienie podsumowujące udziały procentowe rozliczenia energii w taryfach strefowych w sferze handlu i dystrybucji dla okresów rocznych za lata 2016 oraz 2017 na podstawie danych z [2].

Poziomy wykorzystania taryf strefowych dla poszczególnych grup taryfowych są następujące:

- 50% w grupie taryfowej A w obszarze umów sprzedaży (przy wolumenie powyżej 24 000 GWh) i 88% w obszarze dystrybucji dla roku 2017 (wolumen ok. 25 000 GWh),
- 79% w grupie taryfowej B w obszarze handlu (wolumen ok. 44 000 GWh) i 86% w grupie taryfowej B w obszarze dystrybucji (wolumen 51 000 GWh),
- 44% w grupie taryfowej C2 w obszarze sprzedaży i 46% w obszarze dystrybucji (wolumen ok. 9 800 GWh),
- 53% w grupie taryfowej C1 w obszarze handlu i 55% w obszarze umów dystrybucyjnych (wolumen rządu 14 000 GWh),
- 22% w grupie taryfowej G, w której przeważają umowy kompleksowe sprzedaży i dystrybucji energii przy wolumenie rządu 31 000 GWh.

Różnice w wolumenach wynikają z uwzględnienia w statystykach sprzedaży tylko 6 największych spółek obrotu oraz 5 największych operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) w dystrybucji.



Rys. 1. Udziały procentowe sprzedaży i dystrybucji energii w umowach strefowych dla poszczególnych grup taryfowych w latach 2016 oraz 2017 na podstawie danych z [2]

Podsumowując, można zauważyć, że rozliczenia strefowe dominują na wyższych poziomach napięć dla grup A oraz B przy umowach dystrybucyjnych dochodząc do poziomu 85%. Na poziomie niskiego napięcia dla odbiorców przemysłowych i handlowych udział ten spada do 45-56% natomiast na poziomie niskiego napięcia dla gospodarstw domowych osiąga zaledwie 21-22%.

Efektywność oddziaływania taryf strefowych

Taryfy strefowe różnicują koszty korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców w zależności od pory użytkowania energii elektrycznej, na które składają się ceny zakupu energii od wybranego sprzedawcy oraz koszty usługi dostarczenia zakupionego towaru do instalacji odbiorczych świadczone przez lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej. Koszty użytkowania energii przez odbiorcę można podzielić na zmienne i stałe. Na koszt zmienny składają się cena energii, zmienna stawka dystrybucyjna oraz opłata jakościowa, opłata OZE i kogeneracyjna. Opłaty stałe to opłata za moc umowną i opłata abonamentowa. W pewnych taryfach niektóre z wymienionych opłat przyjmują formę ryczałtową. Różnicowaniu cenowemu zależnemu od czasu pobierania energii w ciągu doby podlegają zmienna stawka dystrybucyjna oraz cena energii. Stawki stałe wpływają na cenę rozliczeniową za użytkowanie energii, ale ich wpływ maleje ze wzrostem ilości energii użytkowanej.

Korzystanie w rozliczeniach za energię użytkowaną z taryfy płaskiej lub o zróżnicowanych poziomach cen zależy od decyzji odbiorcy. Dla odbiorców wybierających taryfy o zróżnicowanych poziomach cen energii i stawek opłat dystrybucyjnych w ciągu doby istotne są roczne koszty rozliczeniowe za korzystanie z energii elektrycznej w poszczególnych strefach pozwalające na ocenę ewentualnych zysków z korzystania ze stałego lub zróżnicowanych poziomów cen rozliczeniowych.

W rozliczeniach taryfowych można wyznaczyć ceny rozliczeniowe dla stref czasowych przy wykorzystaniu następującej zależności:

$$(1) \quad P_i = C_{ie} + \sum_i S_{idp} + \frac{\sum O_{sti}}{E_a}$$

gdzie: C_{ie} – ceny energii dla i -tego poziomu [zł/kWh], S_{idp} – stawki opłat dystrybucyjnych dla i -tego poziomu [zł/kWh], $\sum O_{sti}$ – suma opłat stałych obowiązujących w rozliczeniach zgodnie z analizowaną taryfą o zróżnicowanym poziomie cen [zł], E_a – energia konsumowana w okresie roku [kWh]. W przypadku taryfy płaskiej $i = 1$, czyli obowiązuje jedna cena rozliczeniowa dla całego okresu korzystania z taryfy.

W Polsce powszechnie stosuje się taryfy strefowe o dwóch oraz trzech poziomach cen rozliczeniowych obowiązujących. W systemie taryf A, B, C, G, stosowanym dla poszczególnych grup odbiorców przez operatorów sieci dystrybucyjnych, liczbę poziomów cen rozliczeniowych oznacza się poprzez cyfry 2 lub 3 w trzecim w kolejności symbolu oznaczenia taryfowego. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wyznaczają też liczbę i długość trwania, a także początek oraz koniec czasów trwania stref zróżnicowanych opłat dystrybucyjnych, do których dostosowują swoje oferty handlowe, w obszarze cen energii, konkurujący o klienta sprzedawcy.

W utrwalonym w Polsce nazewnictwie taryfowym przez pojęcie strefy rozumie się występowanie okresu obowiązywania określonego poziomu cen rozliczeniowych w ciągu doby, tygodnia czy sezonu. Na długość trwania tego okresu mogą składać się rozłączne okresy o czasie trwania mierzonym w godzinach.

Podstawowym motywem wyboru rozliczenia strefowego przez odbiorcę jest obniżenie kosztów korzystania z energii elektrycznej w ciągu roku, czyli obniżenia średniej ceny rozliczeniowej w taryfie strefowej w stosunku do ceny rozliczeniowej w taryfie płaskiej. Średnią cenę rozliczeniową dla taryfy strefowej P_{sr} można wyznaczyć następująco:

$$(2) \quad P_{sr} = \frac{\sum_n (P_{ri} \cdot E_i)}{\sum_n E_i}$$

gdzie: P_{ri} – ceny rozliczeniowe za użytkowanie energii w poszczególnych strefach, E_i – wolumeny energii konsumowane w poszczególnych strefach.

Obniżenie ceny średniej jednostkowej użytkowania energii elektrycznej jest wymiernym efektem dla odbiorcy. Istotnym elementem dla uzyskania określonych efektów programu taryfowego strefowego jest reakcja odbiorcy na zmianę ceny, w postaci zmiany konsumpcji energii, oceniana poprzez elastyczność cenową popytu odbiorcy. Grupa odbiorców decydujących się na zmianę rozliczenia z taryfy płaskiej na taryfę strefową charakteryzuje się następującą średnioroczną cenową elastycznością popytu:

$$(3) \quad \varepsilon = \frac{\Delta E_{a(S-1)} / \Delta P_{(S-1)}}{E_{a1} / P_1} = \frac{\Delta E_{a(S-1)} / P_{sr} - P_1}{E_{aS} - \Delta E_{a(S-1)} / P_1}$$

gdzie: E_{a1} – roczne zużycie energii w taryfie o jednej cenie rozliczeniowej, E_{aS} – roczne zużycie energii w taryfie o zróżnicowanym poziomie cen rozliczeniowych, $\Delta E_{a(S-1)}$ – roczna zmiana konsumpcji energii przy rozliczeniu jedno i wielostrefowym, P_1 – cena rozliczeniowa w rozliczeniu jednostrefowym, $\Delta P_{(S-1)}$ – roczna zmiana ceny rozliczeniowej na skutek przejścia do rozliczenia wielostrefowego z jednostrefowego, P_{sr} – cena rozliczeniowa wielostrefowa określona poprzez (2).

Elastyczność cenowa popytu przyjmuje wartości ujemne oznaczające, że obniżenie ceny rozliczeniowej prowadzi do wzrostu popytu na energię. Znając uśrednione za rok wartości wymienionych wyżej parametrów dla określonej grupy taryfowej można wyznaczyć w ten sposób średnioroczną elastyczność cenową tej grupy [3]. Jedną z miar efektywności strefowych programów sterowania popytem może być przyrost energii konsumowanej w rozliczeniu wielostrefowym w porównaniu do konsumpcji energii przy rozliczeniu jednostrefowym. Przekształcenie wyżej przedstawionej zależności (3) pozwala na wyznaczenie średniego przyrostu energii użytkowanej w ciągu roku przez odbiorcę rozliczanego strefowo w stosunku do jego użytkowania energii przy rozliczeniach zgodnie z taryfą płaską:

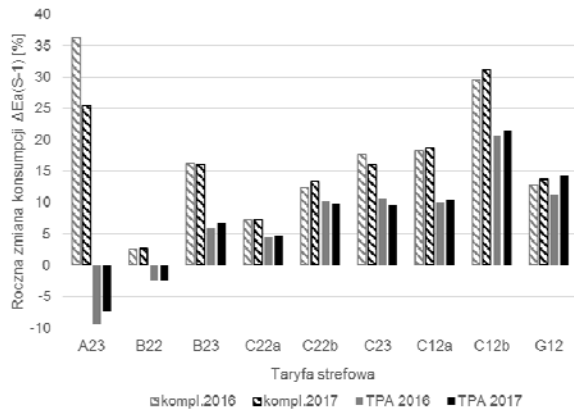
$$(4) \quad \Delta E_{a(S-1)} = \frac{\varepsilon \cdot E_{aS} \cdot (P_{sr} - P_1)}{\varepsilon \cdot P_{sr} + P_1 \cdot (1 - \varepsilon)}$$

Powyższa zależność pozwala na ocenę efektywności taryf strefowych, jeśli dostępne są dane statystyczne dotyczące średnich konsumpcji odbiorców poszczególnych taryf strefowych, średnich cen energii i opłat dystrybucyjnych dla odbiorców rozliczanych zgodnie z tymi taryfami oraz elastyczności cenowe popytu odbiorcy.

Wymienione powyżej dane statystyczne, poza elastycznością, są dostępne w opracowaniu ARE [2] za lata 2016 oraz 2017. Niezbędne dla przeprowadzenia obliczeń efektywności oddziaływania taryf strefowych, wartości cenowej elastyczności popytu, zgodnie z zależnością (4), nie są łatwo dostępne. Dane literaturowe dotyczą różnych krajów i związane są z istniejącymi na danym terenie warunkami gospodarczymi. Wartość cenowej elastyczności popytu zależy od typu odbiorcy i możliwości zmiany profilu użytkowania energii elektrycznej w przypadku przejścia na rozliczenie strefowe w zakresie pobieranej energii elektrycznej. Dostępne dane podają wartości tych elastyczności w zakresie -0,1 do -2,5 [4,5].

Na rysunku 2 przedstawiono efektywność oddziaływania taryf strefowych w postaci względnego przyrostu konsumowanej energii w roku po zmianie rozliczenia z taryfy płaskiej na strefową dla danych cenowych i średnich konsumpcji odbiorców rozliczanych w taryfach strefowych, stanowiących podstawę wyliczenia wartości procentowych,

zaczepniętych z [2] i założonej elastyczności cenowej popytu na poziomie $\varepsilon = -1,0$.



Rys. 2. Przyrosty konsumpcji energii odbiorców korzystających z taryf strefowych w stosunku do konsumpcji w taryfie jednostrefowej dla $\varepsilon = -1,0$ oraz danych dotyczących konsumpcji energii oraz cen rozliczeniowych za energię wraz z jej dostawą zaczerpniętych z [2]

Generalnie dla wszystkich taryf, oprócz G12, dzięki umowom kompleksowym, możliwe jest istotne zwiększenie zużycia w taryfach strefowych w stosunku do rozliczenia jednostrefowego, sięgające dla pewnych taryf 30% do 35%. Największe przyrosty obserwujemy dla umów kompleksowych dla grup A23 i C12b. Równocześnie najwięksi odbiorcy w grupach A23 i B22 z umowami rozdzielonymi nie mogą wykorzystać rozliczenia strefowego dla zwiększenia swojego zużycia, ponieważ sumaryczne ceny za energię wraz z jej przesyłem są wyższe niż w umowach kompleksowych, co skutkuje obniżeniem rocznych konsumpcji w stosunku do rozliczenia jednostrefowego. Na poziomie niskiego napięcia dla taryf C2 obserwujemy większe procentowe przyrosty zużycia dla odbiorców większych. Dla taryf C1 przy podobnych poziomach rocznych konsumpcji o skuteczniejszym działaniu taryfy C12b decyduje prawdopodobnie jej lepsze dopasowanie do potrzeb odbiorców. Taryfa G12 pozwala na 11% do 14% wzrost konsumpcji w porównaniu do rozliczenia jednostrefowego.

Należy zwrócić uwagę, że przyrost zużycia energii na skutek zmiany rozliczenia z jednostrefowego na wielostrefowe można zgodnie z intencją oddziaływania taryf strefowych rozdzielić na wzrost zużycia energii w okresach pozaszczytowych $\Delta E_{ao(S-1)}$ oraz ograniczenie jej zużycia w okresach szczytowych $\Delta E_{ap(S-1)}$ zgodnie z zależnością:

$$(5) \quad \Delta E_{a(S-1)} = \Delta E_{ao(S-1)} - \Delta E_{ap(S-1)}$$

Przyrosty częściowe, jako wartości procentowe względem całkowitej konsumpcji energii w taryfie jednostrefowej, podane zależnościami poniżej, pozwalają na pokazanie osiągniętych celów, w zakresie ograniczania konsumpcji energii w okresach szczytowych i jej zwiększenia w okresach pozaszczytowych w taryfie strefowej w stosunku do taryfy płaskiej:

$$(6) \quad \Delta E_{ao\%} = \frac{100 \cdot \Delta E_{ao(S-1)}}{\Delta E_{a1}}$$

$$(7) \quad \Delta E_{ap\%} = \frac{100 \cdot \Delta E_{ap(S-1)}}{\Delta E_{a1}}$$

Przy wartościach $\Delta E_{ao(S-1)} = \Delta E_{ap(S-1)}$ nie obserwuje się przyrostu całkowitego zużycia energii w taryfie strefowej w stosunku do rozliczenia jednostrefowego, lecz korzyści w

taryfie strefowej wynikające z przesunięcia konsumpcji ze strefy szczytowej do pozaszczytowej. Taryfa dwustrefowa w tym przypadku jest jednak efektywna i można wyliczyć przyrosty częściowe dla poszczególnych stref.

Wyznaczenie częściowych przyrostów zużycia energii w strefach wymaga analizy profilu obciążenia odbiorcy przed zmianą rozliczenia taryfowego na strefowe i po takiej zmianie. Dla grup odbiorców przemysłowych i handlowych o mocy umownej większej od 40 kW są to profile indywidualne zależne od profilu produkcji czy działalności usługowej. Metodę określenia takich przyrostów można przedstawić na standardowych profilach obciążeń odbiorców taryf C12 i G12 publikowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych [6]. Częstkowe przyrosty obciążenia w strefach szczytowej p i pozaszczytowej o można, przy zastosowaniu profili obciążeń przykładowo dla taryfy G12, wyznaczyć przy wykorzystaniu następujących zależności:

$$(8) \quad \Delta E_{ap(G12-G11)} = E_{aG12} \cdot \sum_p H_{iG12} - E_{aG11} \cdot \sum_p H_{iG11}$$

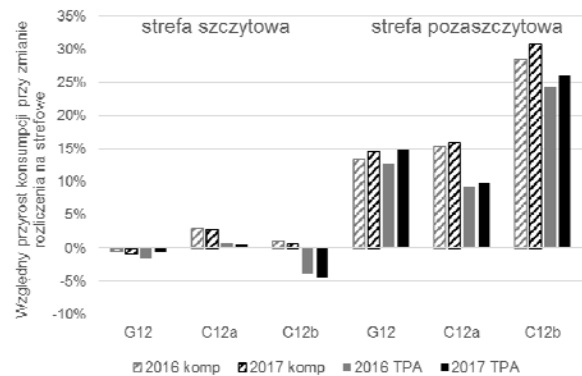
$$(9) \quad \Delta E_{ao(G12-G11)} = E_{aG12} \cdot \sum_o H_{iG12} - E_{aG11} \cdot \sum_o H_{iG11}$$

oraz wykorzystując zależność (4) przy założonej cenowej elastyczności popytu oraz znanej średniej konsumpcji E_{aG12} :

$$(10) \quad E_{aG11} = E_{aG12} - \Delta E_{a(G12-G11)}$$

gdzie dla poszczególnych taryf G11 i G12 wyrażenia $\sum_p H_{ip}$, $\sum_o H_{io}$ oznaczają odpowiednio sumy godzinowych względnych konsumpcji standardowych profili obciążenia tych taryf dla okresów szczytowych i pozaszczytowych.

Rozdział przyrostu zużycia energii następującego przy zmianie rozliczenia jednostrefowego na dwustrefowe na przyrosty częściowe w strefach w oparciu standardowe profile obciążeń z roku 2016 i 2017 jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych [6] dla taryf G12, C12a i C12b dla wartości elastyczności cenowej popytu równej $\varepsilon = -1,0$ przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3 Zmiana rocznych konsumpcji w strefach przy zmianie rozliczenia z jednostrefowego na dwustrefowe względem energii rocznej przy rozliczeniu jednostrefowym dla profili obciążeń [6]

Wyniki dotyczące zmian zużycia energii w strefach taryfowych pokazują, że odbiorcy mniejsi w strefach szczytowych utrzymują poziom zużycia z taryfy jednostrefowej lub zmieniają ten poziom w niewielkim stopniu. Przyrost zużycia następuje w strefach pozaszczytowych. Dla analizowanych przypadków, taryfy strefowe prowadzą zatem do realizacji zwiększonych potrzeb odbiorców w okresach pozaszczytowych, co świadczy o wypełnieniu ich roli zapewnienia efektywnego wykorzystania systemu elektroenergetycznego. Rola ograniczania konsumpcji w okresach szczytu obciążenia wypełniana jest w znikomym stopniu.

Oddziaływanie taryfowego sterowania popytem na obciążenie w systemie elektroenergetycznym

Oddziaływanie taryf strefowych w poszczególnych grupach taryfowych odzwierciedlone jest w profilu obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego, a szczególnie w okresach szczytowego obciążenia. Przyjmuje się, że zimowy szczyt obciążenia występuje w godzinach 16-20, natomiast letni szczyt obciążenia w godzinach 10-18. Analiza rocznego krajowego zużycia energii w latach 2009 – 2018 wykazała coroczny wzrost zapotrzebowania na energię o 1,36% [7]. Jednocześnie przeanalizowane zostało miesięczne zapotrzebowanie na energię w okresie zimy (styczeń, luty, grudzień) oraz lata (czerwiec, lipiec, sierpień), a zwłaszcza w okresach szczytu letniego i zimowego [8]. Obliczenia wykazały znacznie mniejszy przyrost zapotrzebowania na energię w okresie szczytu zimowego, wynoszący 0,60% corocznie. Przyrost zapotrzebowania w okresie szczytu letniego jest natomiast znacznie większy i wynosi 2,14%. Analogicznie wzrasta również średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych [4], tj. średnio o 0,73% rocznie w okresie zimy oraz o 1,82% rocznie w okresie lata. Dla porównania średnie krajowe zapotrzebowanie na moc wzrasta rocznie o 1,26% w rozpatrywanym okresie. Przedstawione powyżej zmiany zapotrzebowania obrazują również efektywność oddziaływania taryf strefowych. Mimo, że zimą wartości zapotrzebowania na energię, czy moc są większe niż latem, tempo wzrostu szczytu w stosunku do całkowitego zapotrzebowania jest niższe. Obrazuje to pozytywny wpływ taryf strefowych, dzięki którym obciążenie ze szczytu zimowego przenieszone jest do stref czasowych z niższymi stawkami opłat za energię. Latem natomiast, można zaobserwować znacznie szybsze tempo wzrostu obciążenia szczytowego w stosunku do obciążenia całkowitego. Pokazuje to znikomy wpływ taryf strefowych na szczyt letni, w którym maksymalne zapotrzebowanie osiągnięte jest zazwyczaj około godziny 13:15 lub 13:30, czyli w okresie, w którym dla taryfy G12 obowiązuje strefa pozaszczytowa z niższymi stawkami opłat za energię.

Obecna praktyka stosowania taryf strefowych przez operatorów sieci dystrybucyjnej

Na efektywność oddziaływania taryf strefowych na obciążenie systemu elektroenergetycznego wpływ mają również stawki opłat przesyłowych u poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnej oraz ceny energii spółek obrotu. W przypadku niektórych OSD można zaobserwować jednak brak różnicowania opłat sieciowych w różnych strefach czasowych. Zjawisko to jest dość powszechne i dotyczy taryf strefowych grupy A, B i C dla spółek Tauron Dystrybucja S.A., Enea Operator Sp. z o.o. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (szczegółowa lista w tabeli 1) [9].

Tabela 1. Taryfy i spółki dystrybucyjne, które nie różnicują stawek opłat sieciowych w różnych strefach czasowych

Spółka dystrybucyjna	Taryfy
PGE Dystrybucja S.A.	-
Tauron Dystrybucja S.A. – obszar wrocławski itd.	-
Tauron Dystrybucja S.A. – obszar krakowski itd.	N23, A22, A23, B22, B23, C22a, C22b, C23, C12a, C12b, C13
Tauron Dystrybucja S.A. – obszar gliwicki	A22, A23, B22, B23, C22a, C22b, C23, C12a, C12b, C13
Energa-Operator S.A.	-
Enea Operator Sp. z o.o.	A23, B12, B22, B23, C22a, C22b, C22w, C12a, C12b, C12ap, C12bp
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	A23, B22, B23, C22a, C22b, C23

Brak zróżnicowania cen wynika prawdopodobnie z braku korzyści w wyniku ich różnicowania spodziewanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, lecz wpływa negatywnie na efektywność oddziaływania taryf strefowych na obciążenie systemu elektroenergetycznego.

Podsumowanie

Przedstawione w artykule analizy oddziaływania taryf strefowych na system elektroenergetyczny pokazują, że, niestety, taryfy strefowe mają bardzo znikomy wpływ na ograniczanie konsumpcji w szczytach obciążenia, zwłaszcza w okresie letniego szczytu obciążenia systemu. Wpływ na to ma liczba odbiorców rozliczanych według poszczególnych taryf strefowych, stawki opłat przesyłowych oraz ceny energii obowiązujące w tych taryfach. Operator systemu przesyłowego i w wielu przypadkach operatorzy systemów dystrybucyjnych nie zachęcają odbiorców do przystąpienia do taryf strefowych ze względu na brak zróżnicowania opłat za świadczone usługi w poszczególnych strefach czasowych. Na zwiększenie potencjału sterowania popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych wpłynąć mógłby operator systemu przesyłowego poprzez wprowadzenie taryf strefowych, według których rozliczane byłoby dostarczanie energii do sieci dystrybucyjnych. Inną możliwością jest zawężenie czasu obowiązywania stref szczytowych w poszczególnych taryfach [10], dzięki czemu operatorzy mogliby bardziej precyzyjnie sterować obciążeniem w godzinach szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego.

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

LITERATURA

- [1] Rasolomampionona D.D., Robak S., Chmurski P., Tomasik G., Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej, *Rynek Energii*, nr 2 (2010), 138-143
- [2] Analiza rentowności grup taryfowych na wysokim, średnim i niskim napięciu w przedsiębiorstwach obrotu oraz przedsiębiorstwach zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej w 2017 roku, Agencja Rynku Energii S.A., na zamówienie Politechniki Poznańskiej, Warszawa 2018
- [3] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Maćkowiak A., Michalski A., Household price elasticity of demand as a tool for tariff system design leading to increase of electricity use for space heating purposes, 2018, *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 27-29.06.2018 Łódź.
- [4] Filippini M., Short- and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand. *Energy Policy*, nr 39 (2011); 5811-5817
- [5] Lijesen M.G., The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, nr 29 (2007), 249-258
- [6] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o., Standardowe profile zużycia energii na 2016 oraz 2017 rok, <https://www.operator.enea.pl/dlafirmy/uslugidystrybucyjne/iriesd>, dostęp 24.06.19
- [7] Raport roczny z funkcjonowania KSE za rok 2018, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018>, dostęp 24.06.19
- [8] Raporty dobowe z pracy KSE, wielkości podstawowe, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/wielkosci-podstawowe>, dostęp 24.06.19
- [9] Decyzje taryfowe Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dot. największych OSD, taryfy opublikowane w 2017 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/3507,Taryfy-opublikowane-w-2017-r.html>, dostęp 24.06.19
- [10] Bartosik A., Rozwiązania taryfowe zmieniające charakterystykę odbioru, Warszawa, 21.04.2015r. prezentacja PSE S.A.