

Halina Buk

Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu, Wydział Zamiejscowy w Chorzowie
e-mail: halina.buk@neostrada.pl

SKŁADNIKI PRZYCHODU REGULOWANEGO W TARYFACH DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

ELEMENTS OF THE REGULATED REVENUE IN THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SERVICES

DOI: 10.15611/pn.2018.513.03

JEL Classification: D24, G32, Q48

Streszczenie: Celem artykułu jest identyfikacja składników cenotwórczych przenoszonych do taryf operatorów systemów dystrybucyjnych oraz ocena wpływu regulowania przychodów na proefektywnościowe zachowania tych operatorów. Urząd Regulacji Energetyki jako organ administracji państwowej corocznie wydaje wytyczne dotyczące składników cenotwórczych, które muszą być brane pod uwagę przy konstruowaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne indywidualnych taryf. Ideą regulowania przychodów jest przenoszenie do nich tylko kosztów uzasadnionych. Zaletą takiego rozwiązania jest ograniczanie wzrostu cen energii przez przedsiębiorstwa mające pozycję monopolisty naturalnego. Mankamentem zaś jest fakt akceptowania ponoszonych nakładów i kosztów na wartość realizowanych przychodów. Dla osiągnięcia celu zastosowano metodę krytycznej analizy regulacji prawnych dotyczących branży energetycznej oraz stosowanych rozwiązań administracyjnych w przedmiocie zasad i kalkulacji taryf dystrybucji energii elektrycznej.

Słowa kluczowe: przychód regulowany, taryfa, dystrybucja energii elektrycznej, koszty uzasadnione.

Summary: Many pro-market solutions are included in the energy sector, but regulation model of revenue is still active. The aim of the article is to present which elements are transferred to the tariff of electricity distribution services and to judge how this regulation influences on proeffectiveness of their behavior. This process is approved by the President of the Energy Regulatory Office, who yearly publishes new rules of distribution system operators and guideliness on tariff calculation for every year. The main idea of revenue controlled is to cover prices only by reasonable costs and to eliminate cross-subsidies between distribution and supply. The advantage of this model is the reduction of the excessive increase of the electricity distribution prices. The main disadvantage is acceptance for outlays and costs beared in the past.

Keywords: regulated revenue, tariff, electricity distribution, reasonable costs.

1. Wstęp

Pomimo już prawie 30-letniego funkcjonowania przedsiębiorstw w nowym ustroju społeczno-gospodarczym pozostają branże, gdzie pełne urynkowanie jeszcze nie nastąpiło. Należy do nich energetyka. Przedsiębiorstwa branży energetycznej od 1998 r. funkcjonują na podstawie Prawa energetycznego. Jedną z najważniejszych przesłanek tego prawa jest dążenie do urynkowania i zwiększenia konkurencyjności tej branży. Nie jest to proces łatwy z uwagi na zróżnicowany zastany potencjał techniczny, dużą kapitałochłonność inwestycji, a także konsekwencje w tzw. ciągnionym rachunku ekonomicznym podejmowanych decyzji cenotwórczych. Szczegółowy przedmiot podjętych badań zawężono do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Celem niniejszego artykułu jest identyfikacja składników cenotwórczych przenoszonych do taryf operatorów systemów dystrybucyjnych oraz ocena wpływu regulowania przychodów na proefektywnościowe zachowania tych operatorów. Dla realizacji celu zastosowano metodę krytycznej analizy regulacji prawnych dotyczących branży energetycznej oraz stosowanych rozwiązań administracyjnych w przedmiocie zasad i kalkulacji taryf dystrybucji energii elektrycznej.

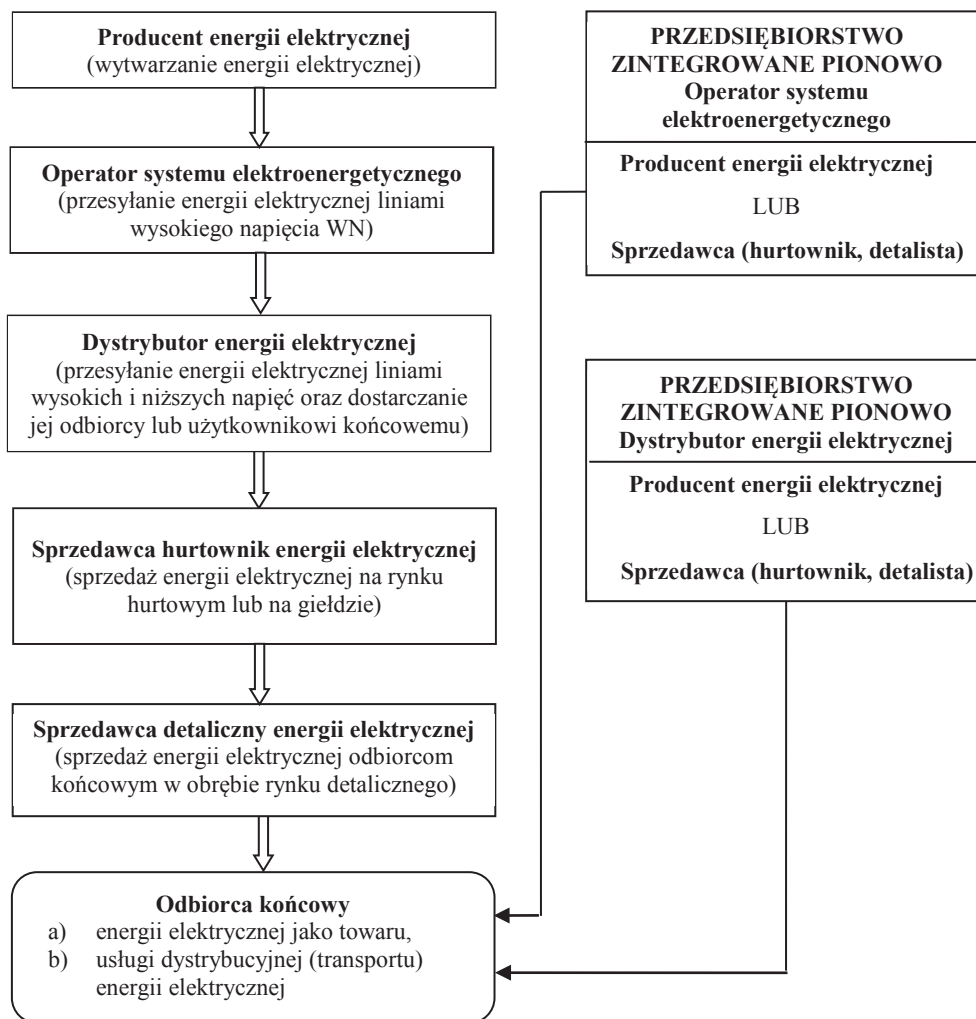
2. Ogniwa gospodarcze na rynku energii elektrycznej

Na rynku energetycznym w Polsce występuje wielu pośredników w dystrybuowaniu dóbr, którzy mogą w całości odsprzedawać nabyte uprzednio dobra bądź odsprzedawać jedną część nabytych uprzednio dóbr, a drugą część konsumować we własnym zakresie. W ustawie – Prawo energetyczne (zwanej dalej u.p.e.) [Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997], podstawowym akcie prawnym regulującym rynek energii w Polsce, wymienienia się oraz definiuje następujących uczestników tego rynku:

- użytkownik systemu – podmiot dostarczający paliwa gazowe do systemu gazowego lub zaopatrywany z tego systemu albo podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu;
- odbiorca – każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym;
- odbiorca końcowy – odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- odbiorca paliw gazowych lub energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym – odbiorca końcowy dokonujący zakupu paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.

Prawo energetyczne posiłkuje się uogólnionym pojęciem „odbiorca”, przez które należy rozumieć każdego klienta, w tym i konsumenta w rozumieniu prawa cywil-

nego. Czytelne jest zdefiniowanie odbiorcy końcowego oraz odbiorcy w gospodarstwie domowym. Odbiorcą w gospodarstwie domowym może być zarówno osoba fizyczna nieprowadząca działalności gospodarczej, jak i osoba prowadząca działalność gospodarczą. Natomiast definicja odbiorcy końcowego wyraźnie wskazuje na ogniwo zamykające łańcuch gospodarczy (por. rys. 1). Uwzględniono prowadzenie przez przedsiębiorstwo energetyczne tylko jednego rodzaju działalności lub jednocześnie prowadzenie kilku rodzajów działalności przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo. Szerzej o łańcuchu wartości w energetyce [Wierziński 2013].



Rys. 1. Ogniwa gospodarcze na rynku energii elektrycznej w Polsce

Źródło: opracowanie własne.

Przez przedsiębiorstwo energetyczne rozumie się podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi albo b) przesyłania dwutlenku węgla (art. 3 pkt 12 u.p.e.). Z kolei przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo oznacza przedsiębiorstwo energetyczne lub grupę przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 rozporządzenia nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (Dz.Urz. WE L 024 z 29.01.2004), zajmujące się w odniesieniu do energii elektrycznej: przesyłaniem lub dystrybucją oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii (art. 3 pkt 12a u.p.e.).

Pierwszym ogniwem tworzenia wartości w sektorze energii elektrycznej jest wytwórca energii elektrycznej. Może on posiadać własny byt formalnoprawny bądź stanowić jednostkę wewnętrzną w strukturze organizacyjnej podmiotu mającego szerszy zakres działalności gospodarczej niż produkcja energii elektrycznej. Wytwórca energii odsprzedaje ją jako produkt dystrybutorom, a w części wykorzystuje na własne potrzeby. Dystrybutorzy energii dodają do wartości wytworzonej energii – usługę transportu energii do kolejnych nabywców – przedsiębiorstw obrotu.

Dystrybucją energii elektrycznej zajmuje się operator systemu dystrybucyjnego. Jest to przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Według stanu na koniec stycznia 2018 r. Urząd Regulacji Energetyki wydał 184 koncesje dla operatorów systemu dystrybucyjnego [www.ure.gov.pl].

Liczne podmioty w Polsce zajmują się jednocześnie zarówno dystrybucją, jak i obrotem energią elektryczną. Szczególna rola przypada operatorowi elektroenergetycznego systemu przesyłowego, którym są Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Jest to przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi krajowymi systemami elektroenergetycznymi [Buk 2013].

3. Zasady i mechanizmy tworzenia taryf dla energii elektrycznej w Polsce

Od kilkunastu lat w Polsce obowiązują zróżnicowane mechanizmy tworzenia taryf dla energii elektrycznej, oddzielne dla każdego rodzaju działalności przedsiębiorstw energetycznych, zgodnie z łańcuchem tworzenia wartości. Pierwszy mechanizm ma charakter rynkowy z pewnymi ograniczeniami. Przedsiębiorstwa samodzielnie tworzą taryfy dla swoich produktów i towarów, lecz mogą przenosić w taryfy tylko koszty uzasadnione, dla których wytyczne określa organ administracji państwowej

– Urząd Regulacji Energetyki (URE). W tym mechanizmie chodzi o zabezpieczenie interesów przedsiębiorstw w kolejnych fazach tworzenia wartości i nieprzerzucania na te ogniwa gospodarcze kosztów nieuzasadnionych. Drugi mechanizm ma charakter cen regulowanych. Dotyczy on aktualnie tylko energii elektrycznej sprzedawanej gospodarstwom domowym. Sprowadza się do stosowania tylko takich taryf, które zostały zatwierdzone na dany rok kalendarzowy przez Prezesa URE. Taki mechanizm ma na celu ochronę tej grupy odbiorców przed ewentualnym nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 45 ust. 1 Prawa energetycznego, w odniesieniu do działalności dystrybucji energii, taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

- pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań;
- ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

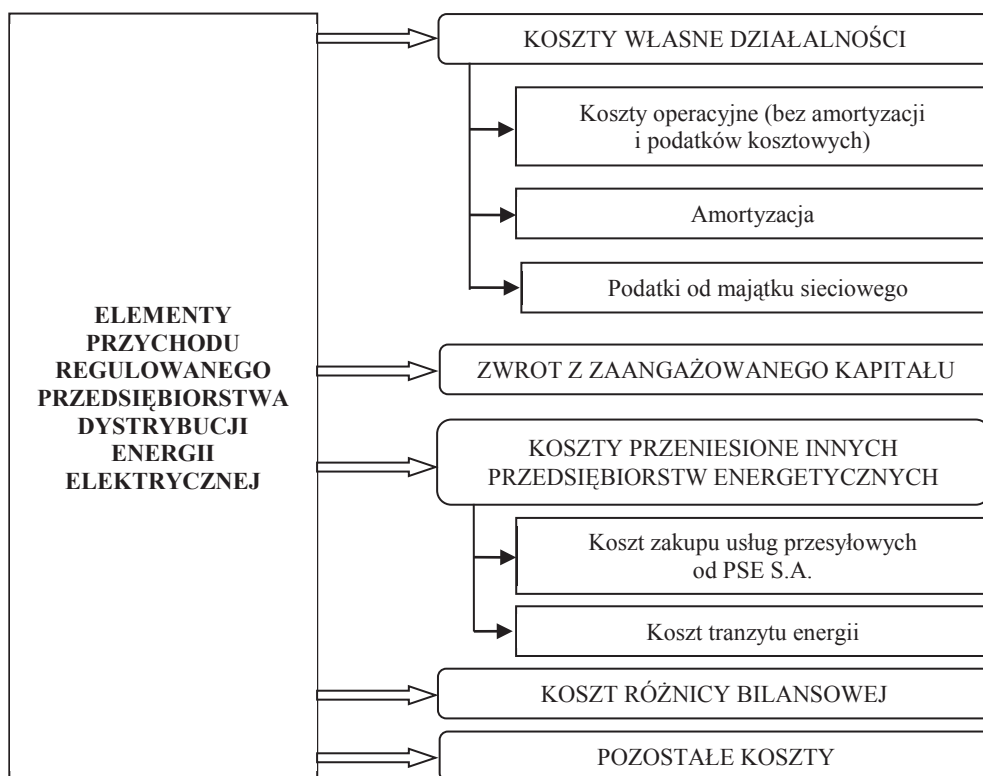
Ustawa nie podaje definicji kosztów uzasadnionych, tylko wymienia niektóre pozycje uznawane za takowe. Powyższe powoduje wiele praktycznych niejasności, a także spory sądowe w przypadku niezatwierdzenia przez URE proponowanych taryf usług dystrybucyjnych. Szerszy komentarz na ten temat w [Kardasz, Łakomiak 2000].

4. Ogólna konstrukcja taryf dla dystrybucji energii elektrycznej

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej wprawdzie tworzą własne taryfy za tego rodzaju usługi, jednak górna granica stosownych opłat jest ograniczona. Taryfa operatora systemu dystrybucyjnego, poza grupami taryfowymi, określa podstawowe składniki taryfy i sposób ich ustalania. Dla każdego elementu taryfy wskazuje się szczegółowe warunki techniczne i ich wpływ na kalkulację opłaty. Każdy operator ma zróżnicowaną sieć elektroenergetyczną, stąd też występują zróżnicowane stawki i opłaty za usługę dystrybucji¹.

Urząd Regulacji Energetyki określa elementy przychodu regulowanego dla operatorów systemów dystrybucyjnych, obejmujące poza kosztami działalności własnej także koszty zakupu usług przesyłowych oraz koszty energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej. Szczegóły dotyczące sposobu ustalenia na 2018 r. uzasadnionego poziomu kosztów zostały zawarte w dokumencie „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020”, stanowiącym

¹ Por.: Taryfa dla energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A. na rok 2018, [w:] Biuletyn Branżowy URE – Energia elektryczna, nr 196 (2418) z dnia 15 grudnia 2017 r.



Rys. 2. Grupy kosztów uzasadnionych do przeniesienia w przychodach przedsiębiorstwa dystrybucyjnego
 Źródło: opracowanie własne na podstawie: Taryfy OSD na rok 2018 (dotyczy OSD, którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności); www.ure.gov.pl (dostęp: 01.02.2018).

załącznik do założeń na 2016 r. pn.: „Taryfy OSD na rok 2016 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”. Grupy kosztów uzasadnionych, do przeniesienia w przychodach przedsiębiorstwa dystrybucji energii elektrycznej, przedstawiono na rys. 2.

5. Charakterystyka składników kalkulowanych kosztów w taryfach dystrybucji energii elektrycznej

Urząd Regulacji Energetyki określa dla każdego roku kalendarzowego główne parametry dla kalkulowanych kosztów, które determinują wysokość zrealizowanych przychodów przez operatorów systemu dystrybucyjnego. W 2017 r. Urząd opublikował istotne założenia, które mają być stosowane w ustalaniu taryf energii elektrycznej w latach 2017-2020. Poniżej syntetycznie scharakteryzowano podstawowe elementy regulowania przychodów.

Koszty operacyjne (bez amortyzacji i podatków kosztowych)

Kosztami operacyjnymi określane są koszty dystrybucji pomniejszone o amortyzację, koszt zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej, koszt zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, koszt podatków od majątku sieciowego i koszt opłat koncesyjnych. W celu poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego Prezes URE ustala na poszczególne lata współczynniki korekcyjne [Rozporządzenie z dnia 30 grudnia 2017, § 21 pkt 1], oznaczone symbolem „ X ”, w taki sposób, aby spełniony był warunek:

$$Kw_n < Kw_{n-1} \times \left[1 + \frac{RPI - X_n}{100}\right],$$

gdzie: Kw_n , Kw_{n-1} – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki prowadzenia działalności gospodarczej, wyznaczone w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem „ Kw_{n-1} ”, są równe kosztom z roku poprzedzającego rok, w którym taryfa jest przedkładana do zatwierdzenia;

X_n – współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat w roku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia albo na początku okresu regulacji [%]; współczynniki te przyjęto na podstawie analizy efektywności operatorów systemu dystrybucyjnego w latach wcześniejszych; RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sporządzenia taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %].

Z powyższego wynika, że poziom kosztów operacyjnych uwzględniony w taryfie poprzedniego roku kalendarzowego jest indeksowany wskaźnikiem inflacji tegoż roku dla kalkulacji taryfy w kolejnym roku.

Prezes URE ustalił dla poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego na lata 2017-2020 współczynniki korekcyjne X_n , z uwzględnieniem których zostanie wyznaczony uzasadniony poziom kosztów operacyjnych dla każdego roku okresu regulacji.

Amortyzacja

Koszty amortyzacji szacuje się na podstawie rzeczywistych odpisów w okresie poprzedzającym rok taryfowy oraz planowanych odpisów amortyzacyjnych od średniorocznych planowanych i uzgodnionych na rok taryfowy nakładów inwestycyjnych przy założonej średniej stawce amortyzacji. Należy zaznaczyć, że od

początku wdrożenia takiego mechanizmu ustalania taryf przyjmuje się stopę amortyzacji na poziomie 4%. Planowane na rok 2018 koszty amortyzacji ustala się według wzoru:

$$A_{2018} = A_{\left(\frac{2016}{2017}\right)} + rA \times (I_{2017} + I_{2018})/2,$$

gdzie: A_{2018} – amortyzacja roku taryfowego,
 $A_{(2016/2017)}$ – suma amortyzacji z II półrocza 2016 r. oraz I półrocza 2017 r.,
 rA – stopa amortyzacji,
 I_{2017} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2017,
 I_{2018} – nakłady inwestycyjne netto planowane na rok 2018.

Wielkości nakładów inwestycyjnych na 2018 r. wyrażone w cenach stałych z 2016 r. należy zindeksować wskaźnikami inflacji planowanymi na 2017 r. i 2018 r. odpowiednio w wysokości: 1,9% i 2,3%².

Podatki od majątku sieciowego

Ta pozycja kosztów obejmuje podatek od nieruchomości. Wartość podatków związanych z majątkiem sieciowym wyznacza się na dany rok taryfowy na podstawie rzeczywistej wielkości oraz wartości majątku przedsiębiorstwa, z uwzględnieniem również majątku nowobudowanego, który zwiększy podstawę opodatkowania w roku taryfowym oraz przy uwzględnieniu rzeczywistych stawek podatków i opłat lokalnych na 2018 r.

Zwrot z zaangażowanego kapitału

Ta pozycja kalkulowanych kosztów zapewnia zwrot z zaangażowanego kapitału w działalność dystrybucyjną, obliczonego na podstawie zestandaryzowanej przez URE rynkowej wyceny wartości majątku. Wynagrodzenie za zaangażowany kapitał (Z_t) oblicza się według ogólnego wzoru:

$$Z_t = WRA_t \times WACC_t \times Q_t \times WR_t,$$

gdzie: Z_t – zwrot z zaangażowanego kapitału w taryfie na rok t ,
 WRA_t – wartość regulacyjna aktywów dla roku t ,
 $WACC_t$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t ,
 Q_t – współczynnik regulacji jakościowej,
 WR_t – wskaźnik regulacyjny.

Kategoria zaangażowanego kapitału nie jest jednoznaczna, dlatego też URE określa metodę wyznaczania wartości majątku, tzw. wartość regulacyjną aktywów. URE także wyznacza średni ważony koszt kapitału na podstawie klasycznego modelu kosztu kapitału według następującej formuły [Metoda... 2015]:

² Przyjęto według założeń projektu budżetu państwa na rok 2018.

$$WACC_{pre-tax} = r_d \times \frac{D}{D+E} + \frac{r_e}{1-t} \times \frac{D}{D+E},$$

gdzie: $WACC_{pre-tax}$ – średnioważony koszt kapitału przed opodatkowaniem,

- r_d – koszt kapitału obcego,
- r_e – koszt kapitału własnego,
- D – kapitał obcy,
- E – kapitał własny,
- t – stopa podatkowa.

W taryfach na lata 2011-2017 średnioważony koszt kapitału przyjmowano na poziomach 9,597-6,015%. Ta pozycja kalkulacyjna jest antycypowaniem kosztów finansowania zaangażowanego majątku sieciowego i ma zapewnić pokrycie bieżącymi przychodami ze sprzedaży przyszłej reprodukcji majątku. Można mieć wątpliwości, czy jest to słuszne rozwiązanie.

Koszt różnicy bilansowej

Ta pozycja kosztów sprowadza się do uwzględnienia oceny efektywności technicznej operatorów systemów dystrybucyjnych. Dokonuje się tego poprzez wyznaczenie uzasadnionego wolumenu różnicy bilansowej, którym *de facto* jest koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie uzasadnionych strat sieciowych. Są dwa składniki tego kosztu wyznaczone przez URE: wolumen strat sieciowych oraz cena zakupu energii. Uzasadniony wolumen różnicy bilansowej na 2018 r. wyznaczono za pomocą następującej formuły:

$$RB_{2018} = WRB_{(WN)U2018} \times E_{W2018} + WRB_{(SN+nN)U2018} \times D_{(SN+nN)2018},$$

gdzie: RB_{2018} – uzasadniony wolumen różnicy bilansowej w roku 2018,

$WRB_{(WN)U2018}$ – uzasadniony wskaźnik różnicy bilansowej na WN dla roku 2018,

E_{W2018} – planowany wolumen energii wprowadzonej do sieci OSD w roku 2018,

$WRB_{(SN+nN)U2018}$ – uzasadniony wskaźnik różnicy bilansowej na SN i nN dla roku 2018,

$D_{(SN)2018}$ – wolumen dostawy na średnim i niskim napięciu w roku 2018.

Z powyższego wynika, że w taryfie na kolejny rok akceptuje się wskaźnik strat sieciowych z poprzednich okresów, nie jest to więc rozwiązanie wymuszające poprawę efektywności.

Koszt tranzytu energii

Ta pozycja kosztów wynika z dwustronnych umów zawieranych pomiędzy OSD. Sposób rozliczeń w tym zakresie regulują przepisy [Rozporządzenie 2017, § 27 ust. 1]. Saldo opłat za tranzyt ze znakiem „plus” wykazuje ten operator, którego opłaty za tranzyt wnoszone do drugiego operatora są większe od opłat za tranzyt otrzymywa-

nych od tego samego operatora. W takim przypadku następuje wzrost kosztów przeniesionych. Saldo opłat za tranzyt ze znakiem „**minus**” wykazuje ten operator, którego opłaty za tranzyt wnoszone do drugiego operatora są mniejsze od opłat za tranzyt otrzymywanych od tego samego operatora. W takim przypadku następuje obniżenie kosztów przeniesionych.

Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE SA

Na 2018 r. URE wyznaczyło konkretne wartości dla następujących stawek opłat przesyłowych (pomija się ich bliższą charakterystykę): składnik stały stawki sieciowej, składnik zmienny stawki sieciowej, stawkę jakościową, stawkę rynkową.

Pozostałe koszty przychodu regulowanego

Dopuszcza się uwzględnienie w taryfie dodatkowych opłat ponoszonych przez operatora systemu dystrybucyjnego. Mogą to być:

- opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów w części dotyczącej majątku sieciowego, opłaty z tytułu wyłączenia gruntów z produkcji rolnej lub leśnej, za służebność przesyłu na rzecz Lasów Państwowych, za umieszczenie w pasie drogowym urządzeń infrastruktury technicznej lub obiektów budowlanych i koncesyjnych;
- opłaty z tytułu odnawialnych źródeł energii,
- wartość księgową netto zlikwidowanych składników majątku sieciowego z uwzględnieniem przychodów z likwidacji.

Jeżeli przygotowana przez operatora taryfa spełnia wymogi formalne i uwzględnia wytyczne URE, to wszystkie ponoszone przez operatora koszty są kosztami akceptowanymi. Przejawia się w tym pozycja monopolistyczna przedsiębiorstw świadczących tego rodzaju usługi. Ta pozycja jest jeszcze wzmocniona przez ukształtowaną w Polsce strukturę pełnej ceny za energię elektryczną, gdyż około $\frac{3}{4}$ stanowi koszt dystrybucji, a tylko około $\frac{1}{4}$ to koszt obrotu energią.

6. Podsumowanie

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej mają wzmocnioną ekonomicznie pozycję monopolisty naturalnego. Przejawia się to w zapewnieniu przez taryfy regulowane pokrycia wszystkich ponoszonych uzasadnionych kosztów operacyjnych, kosztów zakupu produktów od innych przedsiębiorstw energetycznych, a także antycypowanie kosztów zwrotu zaangażowanego majątku. Z punktu widzenia czysto rynkowego taki model wydaje się być niewłaściwym. Jednakże regulowanie przychodów przedsiębiorstw tego podsektora zapobiega przenoszeniu w cenach na kolejne podmioty w całym łańcuchu tworzenia wartości nieuzasadnionych nadmiernych kosztów i w jakiejś mierze wymusza podejmowanie działań proefektywnościowych.

Literatura

- Buk H., 2013, *Kwalifikacja kosztów uzasadnionych w energetyce*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego nr 765, „Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia”, nr 61, Szczecin.
- Kardasz A., Łakomiak A., 2000, *Uwolnienie cen energii a jej koszty uzasadnione*, „Rynek Energii” nr 2(27).
- Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016-2020*, 2015, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz.U. z 2017 r., poz. 2500.
- Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020*, 2015, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- Taryfy OSD na rok 2018, 2017, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tekst jedn., Dz.U. z 2017 r., poz. 220 ze zm.
- Wierziński M., 2013, *Zasady analizy kosztów łańcucha wartości*, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, nr 291, Wrocław.