

PRACE NAUKOWE

Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu

RESEARCH PAPERS

of Wrocław University of Economics

Nr 374

Rachunek kosztów i rachunkowość zarządcza Teoria i praktyka

Redaktorzy naukowci
Edward Nowak
Zdzisław Kes



Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu
Wrocław 2015

Redaktor Wydawnictwa: Aleksandra Śliwka

Redaktor techniczny: Barbara Łopusiewicz

Korektor: Justyna Mroczkowska

Łamanie: Agata Wiszniowska

Projekt okładki: Beata Dębska

Informacje o naborze artykułów i zasadach recenzowania znajdują się
na stronie internetowej Wydawnictwa
www.wydawnictwo.ue.wroc.pl
www.pracnaukowe.ue.wroc.pl

Kopiowanie i powielanie w jakiegokolwiek formie
wymaga pisemnej zgody Wydawcy

© Copyright by Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
Wrocław 2015

ISSN 1899-3192

ISBN 978-83-7695-475-2

Wersja pierwotna: publikacja drukowana

Druk i oprawa:
EXPOL, P. Rybiński, J. Dąbek, sp.j.
ul. Brzeska 4, 87-800 Włocławek

Spis treści

Wstęp	7
Anna Balicka: Sprawozdawczość środowiskowa w świetle nowej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady	9
Magdalena Chmielowiec-Lewczuk: Wyznaczanie strategii kosztowych w ubezpieczeniowych spółkach akcyjnych i towarzystwach ubezpieczeń wzajemnych – podobieństwa i różnice	19
Joanna Dyczkowska: Nowe wyzwania dla spółek w zakresie sprawozdawczości: ujawnienia finansowe i pozafinansowe według Międzynarodowych Ram Raportowania Zintegrowanego	30
Tomasz Dyczkowski: Użyteczność informacji finansowych ze sprawozdań organizacji pożytku publicznego w ocenie ich dokonań przez darczyńców	42
Joanna Dynowska: Programy finansowo-księgowe wykorzystywane w gminach	57
Rafał Jagoda: Zarządzanie należnościami w kształtowaniu płynności finansowej przedsiębiorstw	70
Zdzisław Kes: Pojęcie kontroli a budżetowanie	81
Marcin Klinowski: Controlling w strukturach zorientowanych na projekty ..	91
Robert Kowalak: Zarządzanie dokonaniem w zakładzie gospodarowania odpadami	101
Marcin Kowalewski: Wykorzystanie benchmarkingu w pomiarze i zarządzaniu dokonaniem przedsiębiorstwa	114
Wojciech Dawid Krzeszowski: Mierniki oceny zarządu – analiza krytyczna	122
Maria Nieplowicz: Ewolucja zrównoważonej karty wyników na tle potrzeb zarządzających	132
Edward Nowak: Pojemność informacyjna rachunku zysków i strat mikro-jednostek	145
Marta Nowak: Rachunkowość zarządcza, rachunkowość behawioralna – dwie strony tego samego medalu	154
Michał Poszwa: Problem „uznaniowości” w ustalaniu kosztów uzyskania przychodów	162
Marcin Wierzbiński: Krytyczna analiza systemu regulacji cen ciepła	172

Summaries

Anna Balicka: Environmental reporting in the light of the new directive of the European Parliament and Council	18
---	----

Magdalena Chmielowiec-Lewczuk: Determination of cost strategy for insurance joint stock companies and mutual insurance societies – similarities and differences	29
Joanna Dyczkowska: New reporting challenges for organizations: financial and non-financial disclosures according to the international integrated reporting framework	41
Tomasz Dyczkowski: Usefulness of financial data from public benefit organizations’ reports in performance assessment conducted by their donors	56
Joanna Dynowska: Integrated accounting software used in local municipal offices.....	69
Rafał Jagoda: Management of accounts receivable in shaping corporate liquidity	80
Zdzisław Kes: Control concept vs. budgeting	90
Marcin Klinowski: Management accounting in projects-oriented structures	100
Robert Kowalak: Performance management for the waste disposal plants....	113
Marcin Kowalewski: Using benchmarking in performance measurement and management systems	121
Wojciech Dawid Krzeszowski: Management board evaluation measures – critical analysis	131
Maria Nieplowicz: The evolution of Balanced Scorecard in respect of managers needs.....	144
Edward Nowak: Informational capacity of profit-and-loss accounts required from micro-entities	152
Marta Nowak: Management accounting, behavioral accounting – two sides of the same coin	161
Michał Poszwa: The problem of “discretion” in determining tax deductible expenses	170
Marcin Wierziński: Critical assessment of heat price regulation system	190

Marcin Wierzbński

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
marcin.wierzbinski@ue.wroc.pl

KRYTYCZNA ANALIZA SYSTEMU REGULACJI CEN CIEPŁA

Streszczenie: Przedmiotem artykułu jest poddanie ocenie sposobu kształtowania cen ciepła i usług przesyłowych w polskim sektorze ciepła sieciowego. Autor w artykule wychodzi od definicji monopolu naturalnego i odniesienia jej do przedsiębiorstw ciepłowniczych. Charakteryzuje istniejący system regulacji cen ciepła i usług przesyłowych. System regulacji cen ciepła poddano wnikliwej analizie krytycznej. Oceniono wpływ systemu regulacji na wyniki finansowe przedsiębiorstw ciepłowniczych, na motywowanie tych przedsiębiorstw do podnoszenia efektywności, a także na ochronę odbiorców ciepła przed zbyt wysokim poziomem cen. Ponadto system regulacji cen ciepła został poddany ocenie z perspektywy możliwości wdrożenia taryfy dynamicznej, systemu zarządzania stroną popytową na ciepło, a także taryfy uwzględniającej stawki dystansowe.

Słowa kluczowe: monopol naturalny, regulacja cen ciepła, metody regulacji cen, przedsiębiorstwo ciepłownicze.

DOI: 10.15611/pn.2015.374.16

1. Wstęp

Przedsiębiorstwa ciepłownicze wytwarzające oraz przesyłające ciepło za pośrednictwem sieci ciepłowniczej, które działają na lokalnych rynkach ciepła, są uznawane przez regulatora rynku (Urząd Regulacji Energetyki) za naturalnych monopolistów. Klasyczna definicja monopolisty określa go jako jedyne go producenta w branży, w której nie ma bliskiego substytutu [Samuelson, Nordhaus 2012, s. 172]. Kenneth E. Train wskazuje na dwie przyczyny powstawania naturalnego monopolu, tj. ekonomię skali i ekonomię zakresu działania [Train 1991, s. 5]. Ekonomia skali występuje wówczas, gdy wraz ze wzrostem wielkości produkcji zmniejszają się koszty jednostkowe. W klasycznej sytuacji ekonomia skali występuje wówczas, gdy funkcja kosztów całkowitych przybiera postać liniową:

$$KC = k_{jz} \times Q + KS,$$
$$k_{jp} = k_{jz} + KS/Q,$$

gdzie:

KC – koszty całkowite,

k_{jp} – koszt jednostkowy przeciętny,

k_{jz} – koszt jednostkowy zmienny,

KS – koszty stałe,

Q – wielkość produkcji.

W przedstawionej sytuacji wzrost wielkości produkcji przekłada się na spadek przeciętnego kosztu jednostkowego, przede wszystkim ze względu na rozłożenie się kosztów stałych na większą produkcję. Przy liniowej funkcji kosztów całkowitych przedsiębiorstwa będą dążyły do konsolidacji, co umożliwi im osiągnięcie ekonomii skali. Z kolei ekonomia zakresu działania występuje wówczas, gdy produkcja więcej niż jednego produktu przez jedno przedsiębiorstwo może odbywać się po niższych kosztach niż w przypadku, gdyby te produkty były wytwarzane przez odrębne podmioty. W rzeczywistości jednak istnieje więcej przyczyn powstawania monopolów naturalnych niż tylko te dwie podstawowe, które zostały wskazane powyżej. Do innych podstawowych przyczyn zalicza się bariery wejścia na dany rynek (organizacyjne, prawne, kapitałowe i inne), a także określoną politykę państwa. Występowanie monopolu naturalnego jest uważane za zjawisko niepożądane, gdyż może prowadzić do istotnego wzrostu cen danego dobra na rynku, szczególnie na rynku, który charakteryzuje się niską elastycznością popytu. Monopolista naturalny w warunkach niskiej elastyczności popytu na dane dobro, obniżając wielkość produkcji, może doprowadzić do istotnego wzrostu ceny sprzedaży i zwiększenia osiąganych zysków.

Jak już stwierdzono wcześniej, w Polsce istniejące prawodawstwo i regulator rynku traktują przedsiębiorstwa działające na lokalnych rynkach ciepła sieciowego jako monopolistów naturalnych. W przypadku rozpatrywanego sektora można mówić wyłącznie o lokalnych rynkach, gdyż ciepło ze względów technologicznych i ekonomicznych nie może być przesyłane na duże odległości. Z tego powodu przedsiębiorstwa te zostały poddane szczegółowej regulacji cenowej. Model regulacji cenowej tych przedsiębiorstw został określony w:

- Ustawie Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku z późniejszymi zmianami (dalej Ustawa PE),
- Rozporządzeniu z dnia 17 września 2010 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (dalej Rozporządzenie taryfowe),
- Informacji Prezesa URE nr 9/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013-2015 (dalej Informacja Prezesa URE).

Celem tego artykułu jest poddanie krytycznej analizie rozwiązań zawartych w przywołanych aktach prawnych dotyczących regulacji cen ciepła i usług przesyłowych.

2. Odniesienie definicji monopolu naturalnego do przedsiębiorstw ciepłowniczych

Pomimo że prawodawstwo, jak również regulator rynku traktują przedsiębiorstwa ciepłownicze jako lokalnych monopolistów, to istnieje wiele argumentów przemawiających za nieuznawaniem lokalnych rynków ciepła za rynki monopolistyczne. Najważniejsze z nich przedstawiają się następująco:

1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze napotykać istotną konkurencję ze strony alternatywnych sposobów ogrzewania budynków, do których zalicza się przede wszystkim ciepło wytwarzane w indywidualnych kotłach gazowych, węglowych czy biomasowych. Nie jest zatem spełniony podstawowy warunek z przywołanej wcześniej definicji monopolu naturalnego, który działając jako jedyny podmiot w branży, nie ma bezpośredniego substytutu. W przypadku przedsiębiorstw ciepłowniczych substytut ten istnieje i w przyszłości może odgrywać znacznie większą rolę na lokalnych rynkach ciepła niż obecnie, chociażby z powodu postępu technologicznego. Należy również dodać, że obecnie w największych miastach w Polsce przedsiębiorstwa ciepłownicze zaspokajają nieco ponad 60% potrzeb ciepłych mieszkańców. Pozostałe potrzeby są zaspokajane w różny sposób, w tym głównie poprzez wskazane rozwiązania indywidualne.

2. Ekonomia skali na rynku ciepła sieciowego istnieje, ale tylko do pewnej wielkości prowadzonej działalności. Istotne rozszerzanie działalności poprzez rozbudowę infrastruktury sieciowej, szczególnie w obszarach słabiej zurbanizowanych, prowadzi do istotnego wzrostu kosztów jednostkowych dostarczanego ciepła i do zaniku zjawiska ekonomii skali. W związku z tym nie jest możliwe, aby przedsiębiorstwa ciepłownicze były jedynymi podmiotami na rynkach lokalnych, które będą w przyszłości zaspokajać potrzeby ciepłne mieszkańców miast. Nigdy więc nie wystąpi sytuacja, w której przedsiębiorstwa ciepłownicze wyeliminują z rynku alternatywne sposoby zaspokajania potrzeb ciepłych mieszkańców miast.

3. Pomimo że ciepło jest jednym z podstawowych produktów potrzebnych człowiekowi do egzystencji, to popyt na nie jest mało elastyczny, szczególnie w dłuższym okresie. Popyt na ciepło jest oczywiście uzależniony od warunków pogodowych, które nie wpływają jednak na stopień elastyczności funkcji popytu. Odbiorcy ciepła mają jednak szereg możliwości zmiany ilości nabywanego ciepła wraz ze zmianą jego ceny, co determinuje poziom elastyczności funkcji popytu. W szczególności wraz ze wzrostem ceny ciepła odbiorcy mogą podejmować szereg działań ukierunkowanych na podniesienie efektywności energetycznej własnych budynków, w tym poprzez ich termomodernizację lub zmianę zachowania (np. ograniczanie poboru ciepła w nocy czy w okresach postojów zakładów, szkół itp.). Wreszcie rozpatrując elastyczność popytu na ciepło w dłuższym okresie, odbiorcy mogą zwrócić się ku alternatywnym sposobom zaopatrzenia w ten produkt w przypadku istotnego podniesienia jego ceny przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. W związku z tym przedsiębiorstwa ciepłownicze w dłuższym okresie mają zmniejszone możliwości istotnego podnoszenia cen ciepła.

Pomimo powyższych argumentów przedsiębiorstwa ciepłownicze są traktowane przez ustawodawcę i regulatora rynku jako monopoliści naturalni na lokalnych rynkach ciepła i są poddani daleko idącej regulacji w zakresie kształtowania cen ciepła i usług przesyłowych. Przywołane powyżej argumenty powinny jednak skłaniać do refleksji, czy cechy działalności przedsiębiorstwa ciepłowniczego wyczerpują znamiona naturalnego monopolu. W obliczu przywołanych argumentów wydaje się bowiem, że przedsiębiorstwa ciepłownicze nie są naturalnymi monopolistami i nie powinny być poddane daleko idącej regulacji cen. Niestety rzeczywistość jest zupełnie inna.

3. System regulacji cen ciepła i usług przesyłowych

Zgodnie z wymienionymi wcześniej aktami prawa przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadające koncesję na wytwarzanie, przesył ciepła lub obrót ciepłem są zobowiązane do przedłożenia wniosku taryfowego zawierającego zbiór cen za ciepło i stawek opłat za przesył do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (regulatora rynku). Do działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, które wymagają uzyskania koncesji, zalicza się:

- wytwarzanie ciepła w źródłach o łącznej zainstalowanej mocy cieplnej powyżej 5 MW,
- wytwarzanie energii elektrycznej w procesie kogeneracji (jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym), w tym również ze źródeł odnawialnych¹,
- przesyłanie ciepła, z wyjątkiem małych systemów ciepłowniczych, w których moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW,
- obrót ciepłem, z wyjątkiem małych systemów ciepłowniczych, w których moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

W Ustawie PE zostały zawarte istotne wytyczne do ustalania taryf, w tym taryf dla ciepła i usług przesyłowych. W szczególności przygotowywane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze taryfy dla ciepła powinny:

- pokrywać koszty uzasadnione związane z wytwarzaniem ciepła, przesyłaniem ciepła lub jego obrotem, w tym z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w daną działalność,
- chronić odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen,
- zawierać ceny ciepła i stawki opłat za jego przesyłanie ustalone dla różnych grup odbiorców w taki sposób, aby przychody od tych odbiorców pokrywały koszty uzasadnione związane z ich obsługą – uniknięcie subsydiowania skrośnego jednych grup odbiorców przez inne grupy,
- przewidywać udział opłat stałych za ciepło lub usługi przesyłowe w wymiarze nie większym niż ten, który został ustalony przez Prezesa URE.

¹ Wytwarzanie energii elektrycznej bez ciepła (poza procesem kogeneracji) nie wymaga uzyskania koncesji, jeżeli łączna zainstalowana moc elektryczna nie przekracza 50 MW.

Wszystkie wymienione wytyczne do tworzenia taryf dla ciepła i usług przesyłowych zostały sformułowane w Ustawie PE w sposób ogólny. Doprecyzowanie tych zasad znajduje się w pozostałych przywołanych dokumentach, w szczególności w rozporządzeniu taryfowym, które zostało wprowadzone w życie w 2010 roku. Najczęściej w regulacji cenowej monopoli naturalnych wykorzystywane są dwa sposoby kształtowania cen², tj.:

- metoda oparta na kosztach operacyjnych i zwrocie z kapitału (tzw. metoda koszty + zwrot z kapitału),
- metoda oparta na cenach pułapowych (*price cap*).

W przypadku polskiego sektora ciepłowniczego obie metody znalazły zastosowanie w obowiązujących aktach prawnych, przy czym nie w odniesieniu do podmiotów działających we wszystkich ogniwach ciepłowniczego łańcucha wartości. Zastosowanie obu wymienionych metod w odniesieniu do przedsiębiorstw działających w poszczególnych ogniwach ciepłowniczego łańcucha wartości przedstawiono w tab. 1.

Tabela 1. Metody kalkulacji cen ciepła i stawek opłat za jego przesyłanie

Wytwarzanie ciepła w procesie kogeneracji (źródła kogeneracyjne)	Wytwarzanie ciepła poza procesem kogeneracji (ciepłownie)	Przesyłanie ciepła	Obrót ciepłem
Możliwość wyboru metody kalkulacji cen ciepła: Wariant 1 – metoda oparta na formule „koszty + zwrot z kapitału” Wariant 2 – metoda oparta na cenach referencyjnych dla ciepła	Metoda oparta na formule „koszty + zwrot z kapitału”	Metoda oparta na formule „koszty + zwrot z kapitału”	Konieczność podania sposobu przeniesienia cen zakupu ciepła od dostawców na odbiorców końcowych

Źródło: opracowanie własne na podstawie rozporządzenia taryfowego.

W metodzie opartej na formule „koszty + zwrot z kapitału” najważniejszą kwestią jest podejście do planowania uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału. Należy bowiem zaznaczyć, że podstawą kalkulacji cen są planowane koszty oraz planowany zwrot z kapitału na następny okres taryfowy.

² K.E. Train w pracy pt. *Optimal Regulation. The Economic Theory of Natural Monopoly* podaje szereg innych metod regulacji cenowej monopoli naturalnych, jak na przykład metodę ze stałym zyskiem jednostkowym przypadającym na każdą wyprodukowaną jednostkę produkcji (*Return-on-Output*), metodę ze stałym wskaźnikiem rentowności odnoszonym do przychodów ze sprzedaży (*Return-on-Sales*), metodę ze stałym wskaźnikiem rentowności odnoszonym do kosztów operacyjnych (*Return-on-Cost*), mechanizm Vogelsang-Finsinger i wiele innych [Train 1991].

Opracowując wniosek taryfowy, dokonuje się w pierwszej kolejności prognozy kosztów operacyjnych zmiennych i stałych produkcji bądź przesyłania ciepła. Prognoza ta jest opracowywana na pierwszy rok stosowania nowej taryfy dla ciepła lub usług przesyłowych. Planowane koszty operacyjne zmienne i stałe stanowią łącznie tzw. koszty uzasadnione, które Ustawa PE definiuje jako „koszty niezbędne do wykonywania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością (...) oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców” [Ustawa Prawo energetyczne, art. 3 pkt 21]. Definicja kosztów uzasadnionych jest na tyle ogólna, że rodzi liczne nieporozumienia i kontrowersje w relacjach pomiędzy przedsiębiorstwem ciepłowniczym i regulatorem rynku.

Do niedawna liczne kontrowersje budziło również ustalanie uzasadnionego zwrotu z kapitału, który może być uwzględniony w przychodach przedsiębiorstwa ciepłowniczego, będących podstawą wyznaczenia cen za ciepło i usługi przesyłowe. Rozporządzenie taryfowe jedynie w ogólny sposób określa zasady uwzględnienia zwrotu z kapitału w przychodach przedsiębiorstw ciepłowniczych. W szczególności rozporządzenie stwierdza, że wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału powinna uwzględniać [Rozporządzenie... 2010, par. 26]:

- zwrot z kapitału zarówno własnego, jak i obcego,
- warunki panujące na rynkach finansowych i wynikający z nich poziom stóp procentowych,
- wysokość ryzyka prowadzonej działalności,
- wartość aktywów związanych z prowadzoną działalnością ciepłowniczą,
- redukcję kosztów operacyjnych osiągniętą dzięki poprawie efektywności,
- ceny ciepła z alternatywnych źródeł.

Przedstawione zasady są również na tyle ogólne, że powodowały liczne spory pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi a regulatorem w procesie zatwierdzania taryfy. Z tego powodu regulator rynku opracował bardziej szczegółową metodykę wyznaczania wysokości zwrotu z kapitału, która powinna być uwzględniona przy określaniu cen za ciepło i usługi przesyłowe [Informacja Prezesa URE, nr 9/2013]. Zasady te zostały opracowane oddzielnie dla:

- działalności związanej z wytwarzaniem ciepła w ciepłowniach oraz w procesie kogeneracji przy założeniu, że przy określaniu wysokości cen ciepła przedsiębiorstwa korzystają z formuły „koszty + zwrot z kapitału”,
- działalności związanej z przesyłaniem i dystrybucją ciepła.

Uzasadniony zwrot z kapitału jest określany na bazie średniego ważonego kosztu kapitału (WACC). Wysokość tego kosztu jest wyznaczana w sposób dobrze znany w literaturze przedmiotu, przy czym zawarto nim dodatkowe elementy motywujące przedsiębiorstwa ciepłownicze do:

- podnoszenia efektywności operacyjnej,
- prowadzenia inwestycji rozwojowych i odtwarzających majątek.

Wzór na średni ważony koszt kapitału przedstawia się następująco:

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

gdzie:

$WACC_{pre-tax}$ – średni ważony koszt kapitału przed opodatkowaniem,

r_d – koszt kapitału obcego,

r_e – koszt kapitału własnego,

t – stopa podatku dochodowego od osób prawnych,

D – wartość kapitału obcego,

E – wartość kapitału własnego,

p – premia efektywnościowa.

Premia efektywnościowa p jest *de facto* dodawana do średniego ważonego kosztu kapitału. Premia ta może być uwzględniona tylko w przypadku, gdy przychody planowane na pierwszy rok stosowania taryfy są mniejsze od przychodów bazowych obliczonych na podstawie dotychczasowych cen ciepła lub stawek opłat za przesył, co oznacza, że przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło może zastosować nieco wyższy zwrot z kapitału bez konieczności drastycznego podnoszenia cen. Drugi rodzaj premii (premia za inwestowanie) jest uwzględniany na etapie obliczania kosztu kapitału własnego zgodnie z poniższym wzorem:

$$r_e = r_f + \beta_e \times (RP + I),$$

gdzie:

r_e – koszt kapitału własnego,

r_f – stopa wolna od ryzyka,

β_e – współczynnik beta,

RP – premia za ryzyko rynkowe,

I – premia za inwestowanie.

Współczynnik β_e jest wyznaczany zgodnie z poniższym wzorem:

$$\beta_e = \beta_a \times \left(1 + \frac{D}{E}\right),$$

gdzie:

β_e – współczynnik beta zlewarowany,

β_a – współczynnik beta niezlewarowany,

D – wartość długu,

E – wartość kapitału własnego.

Czynnik motywujący do inwestycji polega na tym, że im wyższy będzie poziom inwestycji w aktywa trwale związane z działalnością wytwórczą w stosunku do amortyzacji i zwrotu z kapitału, tym wyższą premię za inwestowanie będzie można

uwzględnić przy wyznaczaniu kosztu kapitału własnego. Premię za inwestowanie I oblicza się ze wzoru:

$$I = \frac{NI_{n-1}}{A_{n-1} + ZzK_{n-1}} \times 2\%, \text{ o ile } NI_{n-1} \geq 0,5 \times (A_{n-1} + ZzK_{n-1}),$$

gdzie:

- NI_{n-1} – nakłady inwestycyjne poniesione w aktywa trwałe związane z działalnością wytwórczą w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy,
- A_{n-1} – amortyzacja osiągnięta w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy,
- ZzK_{n-1} – zwrot z kapitału osiągnięty w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy.

Maksymalna wysokość premii za inwestowanie w przypadku działalności polegającej na wytwarzaniu ciepła nie może przekroczyć 2% w danym roku taryfowym. Premię za inwestowanie w przypadku działalności przesyłowej wyznacza się w taki sam sposób, przy czym maksymalna jej wysokość nie może przekroczyć 3%.

Metodyka wyznaczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla wytwórców ciepła przedstawia się następująco:

I etap – w tym etapie wyznacza się tzw. przychody bazowe zgodnie z poniższym wzorem:

$$P_{\text{bazowe}} = P_{cn-1} \times \left(1 + \frac{(1-z) \times RPI + z \times k}{100} \right),$$

gdzie:

- P_{bazowe} – przychody bazowe,
- P_{cn-1} – przychody obliczone na podstawie planowanej wielkości sprzedaży ciepła i cen ciepła obowiązujących w poprzedniej taryfie,
- z – udział kosztów paliw w kosztach wytwarzania ciepła,
- RPI – wskaźnik inflacji ogłaszany przez Prezesa GUS,
- k – wskaźnik wzrostu jednostkowych kosztów paliwa.

II etap – w tym etapie wyznacza się wysokość zwrotu z kapitału i planowane przychody ze sprzedaży ciepła stanowiące podstawę wyznaczenia ceny ciepła zgodnie z następującymi wzorami i procedurą:

I opcja (z pełnym zwrotem z kapitału):

Jeżeli $P_{cn} \leq P_{\text{bazowe}}$, to $P_{cn} \leq Ku + WACC \times WRA$.

II opcja (z niepełnym zwrotem z kapitału):

Jeżeli $P_{cn} > P_{\text{bazowe}}$, to $P_{cn} \leq Ku + u \times WACC \times WRA \times EWA$,

gdzie:

P_{bazowe} – przychody bazowe,

$P_{c n}$ – planowane uzasadnione przychody ze sprzedaży ciepła na pierwszy rok stosowania taryfy,

K_u – planowane uzasadnione koszty operacyjne,

$WACC$ – średni ważony koszt kapitału,

WRA – planowana wartość aktywów trwałych netto związana z wytwarzaniem ciepła,

EWA – wskaźnik odzwierciedlający stopień wykorzystania majątku związanego z wytwarzaniem ciepła: stosunek zainstalowanej mocy cieplnej do mocy przyłączeniowej, określanej na podstawie zamówionej mocy cieplnej przez odbiorców, strat mocy na przesyle i współczynnika niejednoczesności szczytowego poboru mocy przez odbiorców,

u – współczynnik zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen za ciepło i moc zamówioną: stosunek średniej jednoskładnikowej ceny ciepła publikowanej przez prezesa URE do planowanej ceny ciepła przez przedsiębiorstwo na pierwszy rok stosowania taryfy; współczynnik u powinien się kształtować w przedziale: i , gdzie u_{n-1} jest współczynnikiem wyznaczonym na etapie zatwierdzania poprzedniej taryfy.

Przedstawiona metodyka wskazuje na to, że przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło może w przychodach stanowiących podstawę wyznaczenia ceny ciepła uwzględnić cały zwrot z kapitału stanowiący iloczyn średniego ważonego kosztu kapitału i wartości aktywów netto, jeżeli planowane przychody na następny okres taryfowy będą mniejsze lub równe od wyznaczonych przychodów bazowych. Zatem przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło może uwzględnić w taryfie dla ciepła pełny zwrot z kapitału, o ile nie spowoduje to nadmiernego wzrostu ceny ciepła. Jeżeli do tej pory przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło osiągało niski poziom zwrotu z kapitału, to uwzględnienie pełnej jego wysokości w kolejnej taryfie musi się wiązać albo ze znaczącą redukcją uzasadnionych kosztów operacyjnych, albo ze znaczącym wzrostem sprzedaży ciepła. Ze względu na fakt, że istotny wzrost sprzedaży ciepła na wielu lokalnych rynkach ciepłowniczych jest niemożliwy do osiągnięcia w krótkim czasie, to jedynym sposobem na uwzględnienie pełnego zwrotu z kapitału w taryfie pozostaje redukcja uzasadnionych kosztów operacyjnych. W przeciwnym razie planowane przychody ze sprzedaży na następny okres taryfowy przekroczą przychody bazowe i wówczas przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło może uwzględnić w taryfie jedynie część zwrotu z kapitału. W tej sytuacji wysokość zwrotu z kapitału uwzględnionego w taryfie zależy przede wszystkim od:

- stopnia wykorzystania aktywów trwałych netto zaangażowanych w działalność wytwórczą (wskaźnik EWA),
- wysokości ceny ciepła, którą zamierza zastosować dane przedsiębiorstwo do średniej jednoskładnikowej ceny ciepła w Polsce ogłaszanej przez prezesa URE.

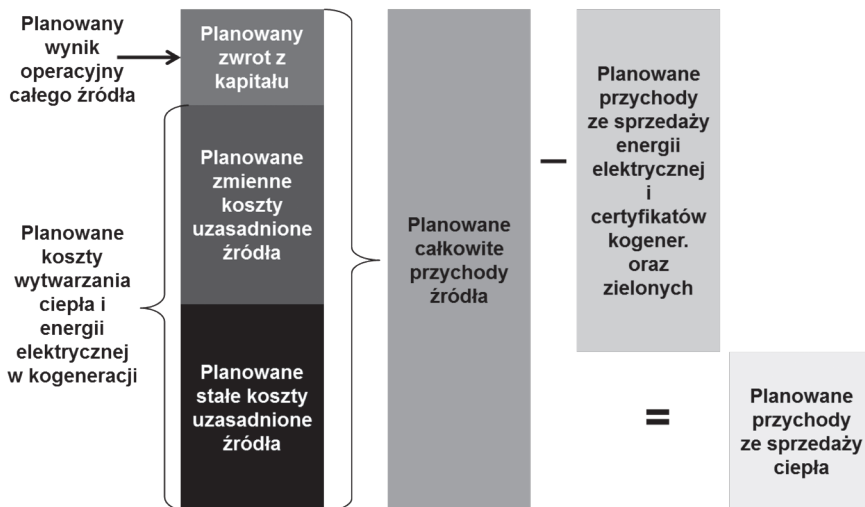
Wysokość wskaźnika EWA jest uzależniona od stosunku mocy zainstalowanej źródła do mocy przyłączeniowej. Wysokość tego wskaźnika została określona na poziomie przedstawionym w tab. 2.

Tabela 2. Wysokość wskaźnika EWA dla wytwarzania ciepła

Wskaźnik EWA	Stosunek mocy zainstalowanej do mocy przyłączeniowej
1	<1,25
0,95	1,25 do 1,35
0,85	1,35 do 1,45
0,75	1,45 do 1,55
0,60	1,55 do 1,65
0,50	1,65 do 1,75
0	>1,75

Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji prezesa URE nr 9/2013.

Z tabeli 2 wynika, że w skrajnym przypadku, tj. w sytuacji niskiego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej oraz wysokich cen ciepła w stosunku do ogłaszanej przez prezesa URE ceny średniej przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło nie może uwzględnić zwrotu z kapitału w taryfie dla ciepła.



Rys. 1. Kalkulacja cen ciepła ze źródeł kogeneracyjnych w wariantcie 1

Źródło: opracowanie własne na podstawie Rozporządzenia taryfowego.

W przypadku przedsiębiorstw wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji, które wybrały opcję kalkulacji cen za ciepło na bazie metody „koszty + zwrot

z kapitału”, obliczenie uzasadnionych przychodów ze sprzedaży ciepła stanowiących podstawę kalkulacji cen za ten produkt powinno dodatkowo uwzględniać przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia tej energii. Sposób kalkulacji uzasadnionych przychodów ze sprzedaży ciepła ze źródeł kogeneracyjnych w wariantcie I zaprezentowano na rys. 1.

Uzasadnione przychody ze sprzedaży ciepła przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło i energię elektryczną w kogeneracji, które wybrały wariant 1 kalkulacji cen ciepła, stanowią różnicę pomiędzy planowanymi kosztami operacyjnymi wraz ze zwrotem z kapitału ustalonym zgodnie z przedstawionymi wcześniej zasadami i planowanymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia energii elektrycznej. Planowane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej stanowią iloczyn planowanej wielkości sprzedaży tego produktu w pierwszym roku stosowania taryfy i planowanej do osiągnięcia w warunkach konkurencji ceny energii elektrycznej. W analogiczny sposób obliczane są przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji i źródeł odnawialnych.

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło (ciepłownie oraz elektrociepłownie) określają na bazie planowanych uzasadnionych przychodów ze sprzedaży tego produktu cenę za ciepło oraz cenę za moc zamówioną przez odbiorców, zgodnie z poniższymi wzorami:

$$C_c = \frac{P_{cn} \times (1 - U)}{Q_c},$$

$$C_M = \frac{P_{cn} \times U}{Q_M}$$

gdzie:

C_c – cena za ciepło (zł/GJ),

C_M – cena za moc zamówioną (zł/MW/rok),

P_{cn} – planowane uzasadnione przychody ze sprzedaży ciepła na pierwszy rok stosowania taryfy (w zł),

Q_c – planowana ilość ciepła wprowadzonego do sieci z danego źródła w pierwszym roku stosowania taryfy (w GJ),

Q_M – planowana dla pierwszego roku stosowania taryfy wielkość mocy zamówionej przez odbiorców i mocy przyłączeniowej dla danego źródła (w MW),

U – udział opłat stałych w przychodach ze sprzedaży, który nie może być wyższy od udziału kosztów stałych w całkowitych kosztach operacyjnych.

Zgodnie z przedstawionym sposobem kalkulacji cen ciepła przedsiębiorstwo wytwarzające ten produkt osiąga dwie kategorie przychodów:

- przychody stałe za moc zamówioną przez odbiorców, które z założenia mają pokrywać wszystkie lub część kosztów stałych,
- przychody zmienne, uzależnione od wielkości rzeczywiście sprzedanego ciepła.

Podział przychodów ze sprzedaży ciepła na część zmienną i stałą ma umożliwić przedsiębiorstwom wytwarzającym ciepło ograniczenie ryzyka operacyjnego.

Ustalając udział przychodów za moc zamówioną na poziomie równym udziałowi kosztów stałych w całkowitych kosztach operacyjnych, można istotnie ograniczyć ryzyko operacyjne, ale także wynik ze sprzedaży w przypadku wystąpienia korzystnych warunków atmosferycznych (długi okres z niskimi temperaturami zewnętrznymi). Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło mają jednak możliwość samodzielnego kształtowania wysokości współczynnika U , a zatem mogą go zasadniczo obniżyć, podejmując wyższy poziom ryzyka operacyjnego. Decyzja o wysokości wskaźnika U jest zatem bardzo istotna z punktu widzenia procesu kształtowania taryfy dla ciepła oraz wyników przedsiębiorstwa.

W analogiczny sposób określany jest dopuszczalny zwrot z kapitału, który może być uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw przesyłających i dystrybuujących ciepło. W odniesieniu do tych przedsiębiorstw metoda postępowania jest taka sama jak w przypadku przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, aczkolwiek do przedstawionych wcześniej wzorów należy podstawić nieco inne parametry. W szczególności stopień wykorzystania aktywów przesyłowych (wskaźnik EWA) jest w tym przypadku określany na podstawie wskaźnika strat ciepła na przesył. Względne straty ciepła na przesył są tym większe, im gorszy jest stan izolacji sieci ciepłowniczych, ale przede wszystkim im niższy jest stopień wykorzystania zdolności przesyłowych całego systemu ciepłowniczego. Z tego powodu wskaźnik strat ciepła może w dużej mierze poprawnie odzwierciedlać stopień wykorzystania posiadanych zdolności przesyłowych. Wartości wskaźnika EWA w zależności od wysokości wskaźnika strat ciepła na przesył zaprezentowano w tab. 3.

Tabela 3. Wysokość wskaźnika EWA dla przesyłu i dystrybucji ciepła

Wskaźnik EWA	Stosunek mocy zainstalowanej do mocy przyłączeniowej
1	<11%
0,95	11,0% do 12,0%
0,90	12,0% do 12,5%
0,80	12,5% do 13,0%
0,65	13,0% do 13,5%
0,50	13,5% do 14,0%
0,40	14,0% do 14,5%
0,30	14,5% do 15,0%
0,20	15,0% do 15,5%
0,10	15,5% do 16,0%
0	>16%

Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji Prezesa URE nr 9/2013.

4. Ocena systemu regulacji cen ciepła

Opracowana przez regulatora rynku metodyka obliczania zwrotu z kapitału jest pewnym postępowaniem w stosunku do wcześniejszego stanu, kiedy obowiązywały jedynie ogólne wskazówki, jak należy ten zwrot obliczać. Przedstawiona metodyka obiektywizuje nieco zasady obliczania zwrotu z kapitału, a także w założeniu ma motywować przedsiębiorstwa ciepłownicze do podnoszenia efektywności i inwestowania w aktywa ciepłownicze.

Niemniej jednak opracowany model nie jest pozbawiony istotnych wad, które można podzielić na dwie grupy:

- pierwsza grupa obejmuje wady typowe dla regulacji cen opartej na formule „koszty + zwrot z kapitału”,
- druga grupa obejmuje wady specyficzne wynikające z istoty opracowanej przez URE metodyki kształtowania cen ciepła i usług przesyłowych w polskim sektorze ciepłowniczym.

Pierwsza grupa wad była już wielokrotnie poddawana ocenie w literaturze przedmiotu. Do najważniejszych wad systemu regulacji cen opartej na formule „koszt + zwrot z kapitału” zalicza się to, że: [Train 1991, s. 40]:

- przedsiębiorstwa regulowane dążą do zwiększenia zainwestowanego kapitału ponad poziom niezbędny, co umożliwia im osiągnięcie większego zysku,
- wskaźnik zainwestowanego kapitału do zasobów ludzkich będzie znacząco wykraczał ponad poziom optymalny, co również umożliwia przedsiębiorstwom regulowanym osiągnięcie większego zysku,
- przedsiębiorstwa regulowane wyznaczają wielkość produkcji wyłącznie w zakresie elastycznej części funkcji popytu, gdzie krańcowe przychody są pozytywne,
- w przypadku ustalenia przez regulatora zwrotu z kapitału poniżej kosztu kapitału przedsiębiorstwa regulowane będą ograniczały zakres działalności, inwestycje w aktywa, a w skrajnym przypadku zrezygnują z prowadzenia działalności w danym sektorze.

Wymienionymi negatywnymi cechami odznacza się również model regulacji cen ciepła zaprezentowany wcześniej. Ponadto model ten odznacza się specyficznymi negatywnymi cechami, które są związane ściśle z charakterem prowadzenia działalności w sektorze ciepłowniczym.

Przed wszystkim model regulacji cen ciepła bazuje na tzw. planowanych kosztach uzasadnionych, których przywołana wcześniej definicja jest bardzo ogólna. Niewystarczająca precyzja tej definicji z jednej strony stwarza przedsiębiorstwu ciepłowniczemu możliwości do dowolnego kształtowania kosztów planowanych, a z drugiej strony daje regulatorowi rynku możliwość dokonywania dowolnej weryfikacji tych kosztów podczas procesu taryfowego. W szczególności nie określono, co oznacza pojęcie „niezbędne koszty”. Regulator rynku może dokonywać weryfikacji tego, czy koszty zawarte we wniosku taryfowym jako podstawa do kalkulacji cen ciepła są uzasadnione,

ale nie dysponuje w tym zakresie odpowiednimi narzędziami. W rzeczywistości najczęściej stosowanym przez regulator narzędziem oceny, czy zaplanowane koszty są uzasadnione, jest porównanie jednostkowych kosztów planowanych z wniosku taryfowego z tymi kosztami obliczonymi na bazie kosztów poniesionych w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy. Takie podejście do oceny wysokości kosztów uzasadnionych jest z wielu powodów niewystarczające. Przede wszystkim zazwyczaj istnieje asymetria informacyjna pomiędzy przedsiębiorstwem ciepłowniczym a regulatorem rynku, dotycząca możliwości obniżenia kosztów poprzez przeprowadzenie działań restrukturyzacyjnych czy doskonalących prowadzoną działalność. Te „dodatkowe koszty” wynikające z braku wystarczającej efektywności działania G. Blackmon określa jako „nadużycia” (*abuse*) [Blackmon 1994, s. 9]. Wydaje się jednak, że to określenie jest zbyt ostre w odniesieniu do analizowanego problemu, co nie zmienia jednak faktu, że regulator doświadcza dwóch zasadniczych problemów:

- posiada niepełne w stosunku do wiedzy przedsiębiorstwa ciepłowniczego informacje o jego działalności,
- brakuje mu wystarczającej wiedzy dotyczącej możliwości usprawnień działalności przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

W związku z powyższym, nawet jeżeli planowane koszty jednostkowe nie różnią się istotnie od historycznych kosztów jednostkowych (np. nie rosną szybciej niż inflacja), to regulator nie może stwierdzić, że koszty planowane z wniosku taryfowego spełniają kryterium „kosztów niezbędnych”. Do oceny wysokości kosztów z wniosku taryfowego przedsiębiorstw ciepłowniczych regulator mógłby wykorzystywać takie narzędzia, jak:

- podział przedsiębiorstw ciepłowniczych na klasy przy wykorzystaniu metod taksonomicznych (przedsiębiorstwa zaliczone do zdefiniowanych klas powinny charakteryzować się podobnymi cechami),
- benchmarking stosowany w odniesieniu do przedsiębiorstw zaliczonych do poszczególnych klas,
- funkcje kosztów całkowitych przedsiębiorstw ciepłowniczych zaliczonych do poszczególnych klas opracowane przy wykorzystaniu metod ekonometrycznych,
- analizę porównawczą kosztów prowadzoną w czasie.

Brak wypracowanych narzędzi umożliwiających obiektywną ocenę wysokości kosztów z wniosków taryfowych prowadzi do tego, że cały proces zatwierdzania taryfy przez URE przypomina negocjacje prowadzone pomiędzy regulatorem a przedsiębiorstwem ciepłowniczym dotyczące wysokości cen za ciepło.

Kolejną istotną wadą opracowanego modelu kalkulacji taryf dla ciepła bazującego na formule „koszty + zwrot z kapitału” jest ograniczenie motywacji przedsiębiorstw ciepłowniczych do podnoszenia efektywności operacyjnej, co jest sprzeczne z intencjami regulatora, które przyświecały mu przy tworzeniu tego modelu. Jeżeli bowiem przedsiębiorstwo ciepłownicze, które osiągało do tej pory niskie wyniki finansowe (niski zwrot z kapitału), zamierza uwzględnić w planowanych przychodach ze

sprzedaży pełny zwrot z kapitału, to musi we wniosku taryfowym zaplanować jednorazowe, istotne obniżenie kosztów operacyjnych. W przypadku wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych nie ma tak dużego potencjału restrukturyzacyjnego, aby wyłącznie poprzez obniżenie kosztów operacyjnych można było uwzględnić w przychodach ze sprzedaży pełny zwrot z kapitału.

Alternatywą dla jednorazowej głębokiej restrukturyzacji jest ciągle doskonalenie działalności i stopniowe obniżanie kosztów lub istotne wyhamowanie wzrostu kosztów. W tej jednak sytuacji przedsiębiorstwo, które do tej pory osiągało niskie wyniki finansowe (niski zwrot z kapitału), będzie korzystać z drugiej opcji ustalania przychodów taryfowych (opcja z niepełnym zwrotem z kapitału). Stopniowe obniżanie kosztów operacyjnych w wyniku doskonalenia działalności będzie jednak związane w tej opcji z niższym wzrostem cen ciepła lub stawek opłat za przesył, co przełoży się również na ograniczenie przychodów bazowych w kolejnych okresach taryfowych. Obniżenie przychodów bazowych spowoduje z kolei w przyszłości jeszcze większe trudności przedsiębiorstwa ciepłowniczego w zakresie możliwości skorzystania z I opcji ustalania przychodów taryfowych (pełny zwrot z kapitału). W długiej perspektywie ciągle doskonalenie działalności i stopniowe obniżanie kosztów może doprowadzić do sytuacji, w której przedsiębiorstwo ciepłownicze wyczerpie możliwości podnoszenia efektywności operacyjnej, nie uwzględniając w taryfie pełnego zwrotu z kapitału. W efekcie końcowym opracowana metodyka obliczania zwrotu z kapitału nie tylko nie zachęca do podnoszenia efektywności operacyjnej, ale może w dalszym ciągu prowadzić do zaniechania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działań doskonalących działalność.

Do innych istotnych wad opracowanego modelu obliczania zwrotu z kapitału należy zaliczyć fakt, że większość parametrów jest określana przez prezesa URE. Z jednej strony takie rozwiązanie obiektywizuje proces obliczania zwrotu z kapitału, z drugiej jednak uniemożliwia uwzględnienie w procesie taryfowym szczegółowych uwarunkowań związanych z działalnością konkretnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Stwierdzenie to dotyczy w szczególności parametrów związanych ze wzrostem kosztów paliw czy strat ciepła na przesył, a także szeregu innych wielkości. Dla wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych jest to istotne ograniczenie, które uniemożliwia im osiągnięcie satysfakcjonujących wyników finansowych.

Kolejną wadą opracowanego modelu zwrotu z kapitału są błędy metodyczne. W szczególności stwierdzenie to dotyczy sposobu obliczania tzw. współczynnika u (współczynnik zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat), który stanowi stosunek średniej jednoskładnikowej ceny ciepła publikowanej przez prezesa URE do planowanej ceny ciepła przez przedsiębiorstwo na pierwszy rok stosowania taryfy. Taki sposób obliczania wskaźnika u powoduje powstanie tautologii. Wskaźnik u jest potrzebny do obliczenia uzasadnionego zwrotu z kapitału i planowanych przychodów ze sprzedaży stanowiących podstawę wyznaczenia planowanych cen ciepła i stawek opłat za przesył na pierwszy rok stosowania taryfy, a okazuje się, że te planowane ceny powinny być znane

wcześniej w celu ustalenia wskaźnika u . Problem ten należy rozwiązać przez zmianę definicji wskaźnika u lub wyeliminowanie go z procesu kształtowania planowanych przychodów za ciepło i usługi przesyłowe.

Wreszcie regulacja cen oparta na formule „koszty + zwrot z kapitału” ogranicza motywację przedsiębiorstw ciepłowniczych do zwiększania sprzedaży ciepła poprzez przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej, szczególnie w tych przypadkach, gdy przedsiębiorstwo już osiąga stopę zwrotu z kapitału na poziomie kosztu kapitału (I opcja kalkulacji cen z pełnym zwrotem z kapitału). W tej sytuacji przyrost wielkości sprzedaży prowadzi do obniżenia kosztów jednostkowych dostarczanego ciepła i w efekcie do spadku ceny sprzedaży ciepła oraz usług przesyłowych w kolejnym okresie taryfowym. W warunkach korzystania z I opcji kalkulacji cen ciepła i usług przesyłowych (pełnego zwrotu z kapitału) inwestycja w przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej może przynieść stopę zwrotu wyłącznie na poziomie kosztu kapitału, co oznacza, że przedsiębiorstwa przesyłające ciepło nie mają motywacji do rozbudowy systemów ciepłowniczych. Brak motywacji przedsiębiorstw ciepłowniczych do zwiększania wielkości sprzedaży prowadzi do ograniczenia produkcji ciepła w kogeneracji (w tych systemach, gdzie istnieją elektrociepłownie), która jest najefektywniejszą formą produkcji ciepła z punktu widzenia kosztowego i efektywności energetycznej.

Przedstawiony powyżej problem został rozwiązany w rozporządzeniu taryfowym w odniesieniu do elektrociepłowni, które wytwarzają ciepło w jednym procesie z energią elektryczną. Te podmioty mają obecnie możliwość skorzystania z regulacji opartej na tzw. cenach referencyjnych, która jest bliska regulacji bazującej na cenach pułapowych. Zgodnie z tą regulacją elektrociepłownie mogą wystąpić o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, która bazuje nie na kosztach uzasadnionych, lecz na tzw. cenach referencyjnych odpowiadających cenom ciepła z ciepłowni opalanych analogicznym rodzajem paliwa. Dwa podstawowe aspekty tej regulacji to:

- cena ciepła z elektrociepłowni nie może być wyższa niż średnia cena ciepła z ciepłowni opalanych analogicznym rodzajem paliwa, która jest ogłaszana przez prezesa URE,
- przychody ze sprzedaży ciepła przez elektrociepłownie nie mogą rosnąć szybciej niż 2% ponad wzrost ceny ciepła z ciepłowni opalanych analogicznym rodzajem paliwa.

W przypadku wykorzystywania przez elektrociepłownię kilku rodzajów paliwa cena referencyjna dla niej jest wyznaczana jako średnia ważona cen ciepła z ciepłowni opalanych poszczególnymi rodzajami paliwa, przy czym wagi stanowią udział energii chemicznej paliw zużywanych przez elektrociepłownię w ogólnej ilości energii chemicznej zużytych paliw.

Regulacja oparta na cenach pułapowych z całą pewnością eliminuje szereg wad, które występują w przypadku regulacji typu „koszty + zwrot z kapitału”. Regulacja oparta na cenie pułapowej stwarza przedsiębiorstwom motywację do podnoszenia efektywności operacyjnej i do zwiększania sprzedaży ciepła w wyniku przyłączania

nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej, a także do inwestycji poprawiających efektywność pracy całego systemu. Wszystkie efekty związane z tymi działaniami są zatrzymywane przez wytwórców ciepła w kogeneracji.

Niestety regulację opartą na cenach pałupowych (referencyjnych) mogą stosować jedynie elektrociepłownie. Ciepłownie i spółki przesyłające ciepło z tej regulacji skorzystać już nie mogą. W przypadku gdy wytwarzanie ciepła i przesyłanie ciepła jest rozdzielone pomiędzy dwa różne podmioty nie powiązane ze sobą kapitałowo, to spółka przesyłająca ciepło, która musi kalkulować ceny przy wykorzystaniu formuły „koszty + zwrot z kapitału”, nadal nie ma motywacji do zwiększania sprzedaży ciepła (w warunkach korzystania z I opcji regulacji cen z pełnym zwrotem z kapitału), a zatem rynek ciepła nie może się efektywnie rozwijać nawet, jeżeli wytwórca ciepła (elektrociepłownia) korzysta z regulacji opartej na cenach referencyjnych.

Niezależnie od tego, która metoda regulacji cen ciepła zostanie wybrana przez elektrociepłownię, przedsiębiorstwa ciepłownicze zgodnie z obecnym stanem prawnym nie mogą:

- różnicować cen ciepła w zależności od odległości danego odbiorcy od źródła ciepła (tzw. stawki dystansowe za przesył),
- różnicować cen ciepła w zależności od wysokości temperatur zewnętrznych.

Brak pierwszej możliwości prowadzi do sytuacji, w której marża osiągnana na odbiorach zlokalizowanych bliżej źródła ciepła pokrywa stratę na odbiorcach znajdujących się na końcu systemu ciepłowniczego. Zgodnie z obecnym stanem prawnym przedsiębiorstwa przesyłające ciepło muszą stosować uśrednioną ceną dla różnych grup odbiorców, które nie są jednak wyodrębniane na podstawie kryterium odległości od źródła ciepła. Brak możliwości stosowania tzw. opłat dystansowych prowadzi do ograniczenia opłacalności rozbudowy systemów ciepłowniczych albo do sytuacji, w której koszty tej rozbudowy są przerzucane równomiernie na wszystkich odbiorców ciepła. W tej sytuacji dochodzi *de facto* do subsydiowania skrośnego odbiorców najdalej położonych od źródła ciepła przez odbiorców położonych najbliżej. W praktyce nie jest zatem wypełniany zakaz subsydiowania skrośnego określony w ustawie Prawo energetyczne.

W obecnej chwili wytwórcy ciepła nie mogą również różnicować jego cen w zależności od temperatur zewnętrznych. W rzeczywistości ceny ciepła powinny być najniższe w okresie letnim, kiedy temperatury zewnętrzne są najwyższe i zapotrzebowanie na moc ciepłą jest najniższe, a najwyższe powinny być w sezonie grzewczym dla temperatury zewnętrznej poniżej minus 15°C, kiedy zapotrzebowanie na moc jest najwyższe. Dla zaspokojenia tego najwyższego zapotrzebowania na moc wytwórca ciepła musi utrzymywać moce szczytowe, które są wykorzystywane przez krótki czas w ciągu roku. Dla temperatur zewnętrznych kształtujących się pomiędzy tymi ekstremami (np. dla przedziału plus 15°C-minus 15°C) powinny być stosowane ceny ciepła na średnim poziomie. Takie zróżnicowanie cen ciepła mogłoby spowodować:

- zwiększenie poboru ciepła latem, np. na potrzeby produkcji chłodu do celów klimatyzacyjnych,

- ograniczenie poboru ciepła w okresach szczytowych (najniższych temperatur zewnętrznych), co z kolei umożliwiłoby wytwórcom zmniejszenie inwestycji w nierentowne obecnie moce szczytowe wykorzystywane przez krótki czas w ciągu roku.

Zróżnicowanie cen ciepła w zależności od temperatur zewnętrznych umożliwiłoby zatem wytwórcom ciepła efektywne zarządzanie stroną popytową na ciepło, co mogłoby również przyczynić się do podnoszenia efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych.

5. Podsumowanie

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są traktowane obecnie przez system prawny i regulatora rynku jako monopoliści naturalni. W rzeczywistości istnieje wiele przesłanek przemawiających za tym, że przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mogą osiągnąć pozycji monopolisty na lokalnym rynku ciepła ze względu na istnienie alternatywnych sposobów ogrzewania budynków. W związku z tym należy rozważyć stopniową deregulację sektora i całkowite zaniechanie regulacji cen ciepła oraz usług przesyłowych.

Jeżeli jednak regulacja cen ma być utrzymana w najbliższym czasie, to powinno się dążyć do takich rozwiązań, które będą motywowały przedsiębiorstwa ciepłownicze do:

- podnoszenia efektywności operacyjnej,
- inwestycji w aktywa wytwórcze i przesyłowe, w tym w wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji,
- zwiększania sprzedaży ciepła przez przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczej.

Opracowany przez regulatora rynku model uwzględniania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła i usług przesyłowych oraz wdrożony model regulacji oparty na cenach referencyjnych (dotyczy elektrociepłowni) stanowi krok we właściwym kierunku. Niestety jednak opracowany model uwzględniania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła i usług przesyłowych nadal odznacza się istotnymi wadami, które uniemożliwiają rozwój przedsiębiorstw ciepłowniczych w pełnym wymiarze. Ponadto istniejące regulacje cenowe nie dają możliwości zróżnicowania cen dla odbiorców w zależności od ich odległości od źródła ciepła, a także w zależności od wielkości poboru mocy cieplnej w poszczególnych godzinach doby i roku. Zniesienie tych ograniczeń jest istotne z punktu widzenia rozwoju polskiego ciepłownictwa w przyszłości.

Literatura

- Blackmon G., *Incentive Regulation and The Regulation of Incentives*, Kluwer Academic Publisher, Boston Dordrecht, London 1994.
- Informacja Prezesa URE nr 9/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013-2015.
- Train K.E., *Optimal regulation, The Economic Theory of Natural Monopoly*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London 1991.

Rozporządzenie z dnia 17 września 2010 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Samuelson P.A., Nordhaus W.D., *Ekonomia*, Dom Wydawniczy REBIS Sp. z o.o., Poznań 2012.

Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku z późniejszymi zmianami.

CRITICAL ASSESSMENT OF HEAT PRICE REGULATION SYSTEM

Summary: The subject of the article is the assessment of the way in which heat price and distribution fees are regulated in the Polish district heating industry. In the first part the author defines the natural monopoly and relates it to companies operating in the district heating industry. Then he depicts the Polish system of heat price and distribution fees regulation. At the end the system is critically assessed, i.e. its price regulation impact on the financial performance of district heating companies and on their motivating to enhance the effectiveness of heat price. Apart from that, the price regulation system is assessed from the perspective of introducing dynamic pricing and demand side management.

Keywords: natural monopoly, regulation of heat prices, methods of prices regulation, district heating companies.