

Jan RĄCZKA\*

## Proces zatwierdzania taryf jako kryterium oceny reformy instytucjonalnej ciepłownictwa

### Wstęp

*W styczniu 1999 roku rozpoczął się proces liberalizacji cen energii. Na mocy ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwa, które uzyskały koncesję na prowadzenie działalności energetycznej, mogły występować do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) o zatwierdzenie taryf. W pierwszej kolejności uruchomiono proces taryfowania w ciepłownictwie i energetyce, a następnie w odniesieniu do innych sektorów.*

W poniższym artykule przeprowadzimy analizę procesu taryfowania w ciepłownictwie. Wybór ten można uzasadnić na dwa sposoby. Po pierwsze, poziom cen ciepła sieciowego w istotny sposób waży na wydatkach gospodarstw domowych. Jest to spowodowane wysoką energochłonnością mieszkań w Polsce oraz niekorzystną relacją pomiędzy ceną ciepła a dochodami gospodarstw domowych. Dodatkowo ciepło sieciowe ma bardzo wysoki udział w strukturze zużycia energii na ogrzewanie pomieszczeń i podgrzewanie wody użytkowej. Tak więc proces kształtowania się cen ciepła sieciowego jest niezwykle ważny ze względów społecznych. Po drugie, jest to branża bardzo liczna – do końca 1999 roku prezes URE przyznał 1001 koncesji związanych z ciepłownictwem – dzięki czemu może być poddana analizie statystycznej.

W przededniu liberalizacji cen ciepła sieciowego zarówno przedstawiciele rządu, URE, jak i niezależni analitycy rynku energii spodziewali się, że przedsiębiorstwa ciepłownicze będą starały się uzyskać nowe taryfy jak najszybciej. Ponadto przypuszczano, że podmioty te będą w stanie uzasadnić bardzo wysokie podwyżki. Z tego powodu w pierwszym roku obowiązywania nowego systemu regulacji cen określono, że podwyżki nie mogą przekraczać 15% (z wyjątkiem podmiotów, które w okresie ostatnich 12 miesięcy odnotowały straty na działalności ciepłowniczej). Przewidywania te jednak nie spełniły się. Przedsiębiorstwa ciepłownicze składały wnioski bardzo opieszale, a tym samym liczba przyznanych taryf rosła powoli (zob. tabl. 1).

---

\* Autor jest doktorantem Wydziału Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego.

Tablica 1

## Liczba przyznanych taryf i rozpatrywanych wniosków

Data	Pierwsze taryfy	Rozpatrywane wnioski	Wydane koncesje	Udział w mocy zainstalowanej przedsiębiorstw z zatwierdzonymi taryfami
19.05.99	53	104	bd	bd
27.09.99	232	168	bd	bd
31.12.99	406	104	1001	65%
04.09.00	562	54	bd	bd

Źródło: URE (2000, s. 16 i 18) oraz informacje uzyskane bezpośrednio w URE

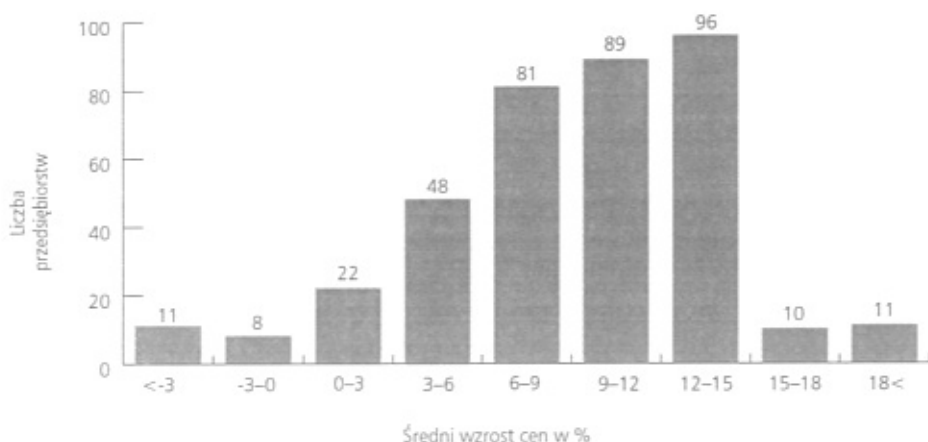
Do września 2000 r. prezes URE zatwierdził nowe taryfy połowie przedsiębiorstw. Ponad 400 podmiotów sprzedawało ciepło wg stawek z końca 1998 roku. Oznacza to, że w wyrażeniu realnym obniżyły one ceny o ok. 17%. Jakie są przyczyny tego zjawiska? Czy poprzedni system regulacji pozwolił przedsiębiorstwom ciepłowniczym uzyskać tak wysokie ceny, że nie opłaca się im ujawniać swoich kosztów? Czy – z drugiej strony – zasady tworzenia taryf i procedury ich zatwierdzania są tak skomplikowane, że przedsiębiorstwa nie potrafią sobie z nimi poradzić? Ta pierwsza przyczyna oznaczałaby, że reforma instytucjonalna w ciepłownictwie już teraz daje bardzo pozytywne rezultaty. Ta druga przyczyna mówiłaby nam o czymś wprost przeciwnym – wprowadzono tak skomplikowane zasady, że podmioty gospodarcze ponoszą straty w czasie, kiedy próbują nauczyć się nowych zasad. Inaczej mówiąc Ministerstwo Gospodarki i URE zbyt szybko i bez wystarczającego przygotowania przeprowadziło reformę instytucjonalną.

Przedstawiona powyżej interpretacja opieszałości przedsiębiorstw ciepłowniczych w uruchamianiu procedury zatwierdzania taryf przewija się w publikacjach prasowych [np. Morka 1999]. Przekonywano, że URE wymaga zbyt dużo – zwłaszcza od podmiotów małych lub zlokalizowanych poza ciepłownictwem i energetyką. Rzeczywiście wiele wniosków było źle przygotowanych. W sprawozdaniu URE za rok 1999 [URE 2000, s.16] czytamy: „Przedkładane do zatwierdzenia taryfy często zawierały braki formalne, merytoryczne, błędy rachunkowe, a poza tym były niekompletne i dlatego wnioskodawcy byli wzywani do poprawienia lub uzupełnienia wniosków taryfowych. Spowodowało to, iż w przypadku większości postępowań 30-dniowy termin, ...ulegał przedłużeniu o okres na wyjaśnienia przedsiębiorstw”. Dane z tabl. 1 pokazują, że wiele przedsiębiorstw nie wystąpiło z wnioskiem. Jednak wydaje się nieprawdopodobne, żeby ponad 400 przedsiębiorstw nie podjęło próby nauczenia się zasad budowania i zatwierdzania taryf.

Należy raczej przypuszczać, że przedsiębiorstwa sformułowały nowe taryfy, lecz okazały się one mniej opłacalne niż utrzymywanie starych cen. Potwierdzeniem tej tezy może być fakt, że wzrost cen w przedsiębiorstwach, którym zatwierdzono taryfy jest bardzo umiarkowany: średnio o 9,14%. Natomiast 19 przedsiębiorstwom URE obniżyło ceny, tzn. koszty, które ponoszą te pod-

mioty nie uzasadniają utrzymania dotychczasowych cen (zob. rys. 1). Przyczyną tych obniżek najprawdopodobniej było to, że przedsiębiorstwa utożsamiają wszystkie swoje wydatki z kosztami uzasadnionymi [URE 2000, s. 17].

Rysunek 1. Rozkład liczby przedsiębiorstw w zależności od średniego wzrostu cen



Źródło: [URE 1999, s. 8].

Z pewnością mamy do czynienia z procesem autoselekcji – te podmioty, które nie są pewne, czy ponoszone koszty uzasadniają podwyżkę, nie chcą podejmować ryzyka utraty przychodów generowanych na podstawie starych taryf. Zjawisko to, które jest wynikiem przejścia do zindywidualizowanego, opartego na wykazywanych kosztach trybu kształtowania cen, jest pozytywnym skutkiem reformy instytucjonalnej. Konstatacja ta nie jest w pełni satysfakcjonująca, ponieważ nie tłumaczy dlaczego niektóre podmioty miały zawyżone ceny. Celem naszego artykułu jest głębsze zrozumienie przyczyn, dla których przedsiębiorstwa ciepłownicze chciały uzyskać nową taryfę. Stawiamy dwie hipotezy, które doprecyzujemy w dalszej części artykułu.

1. Przedsiębiorstwa, których pozycja rynkowa nie jest zagrożona, mogły ustalić w ramach wcześniejszego systemu regulacyjnego stosunkowo wysokie ceny. W związku z tym takie przedsiębiorstwa rzadziej ubiegały się o przyznanie nowej taryfy.
2. Nowe zasady ustalania taryf na ciepło sieciowe w istotny sposób rozszerzają zakres i definicję kosztów uzasadnionych. Przedsiębiorstwa, w których te pozycje mają wysoki udział w strukturze kosztów, chętniej występowały o przyznanie nowej taryfy, ponieważ stosunkowo łatwo było im uzasadnić podwyżkę cen.

Uwzględnimy też hipotezę, która była dotychczas przedstawiana jako wytłumaczenie opieszałości ciepłowni w występowaniu o taryfy. Sformułujemy ją w następujący sposób.

3. Ponieważ duże przedsiębiorstwa dysponują lepiej wykształconymi kadrami i mogą przeznaczyć większe środki na opanowanie nowych zasad kształtowania cen ciepła sieciowego, będą one szybciej występowały o przyznanie taryfy.

W pierwszej części artykułu zajmiemy się konkurencyjnością ciepła sieciowego, co pozwoli nam na uszczegółowienie hipotezy 1. Następnie opiszemy, jak zmieniła się definicja kosztów uzasadniających podwyżkę cen. Na podstawie tej analizy doprecyzujemy hipotezę 2. W części trzeciej opiszemy metodę badawczą, dane oraz przedstawimy wyniki. W podsumowaniu sformułujemy główne wnioski i ocenimy reformę instytucjonalną, jaka została przeprowadzona w ciepłownictwie.

### Konkurencyjność ciepła sieciowego

Ciepło sieciowe jest jednym z wielu nośników, które można wykorzystać do ogrzewania mieszkań i podgrzewania wody użytkowej. Jak zauważył [Chyrczakowski 1996], możemy mówić o dwóch rynkach: rynku budynków nowo wznoszonych, charakteryzującym się pełną konkurencją między nośnikami energii i rynku budynków już istniejących, gdzie konkurencja jest ograniczona względami architektonicznymi i praktycznymi.

Na pierwszym rynku paliwa stałe używane są głównie w zabudowie jednorodzinnej, szczególnie na wsi. A więc na terenach nie objętych systemami ciepłowniczymi. W miastach paliwa stałe nie są używane w nowym budownictwie ze względów praktycznych. Teoretycznie konkurencja istnieje między ciepłem sieciowym a gazem ziemnym, olejem opałowym oraz elektrycznością. Jednak dwa ostatnie nośniki są bardzo drogie, tak więc w praktyce ciepło sieciowe konkuruje jedynie z gazem ziemnym.

Na drugim rynku paliwa stałe rywalizują z pozostałymi nośnikami energii. Rynek ten jest aktywny niemal wyłącznie na terenach miejskich, gdzie paliwa stałe są eliminowane ze względu na ich negatywne oddziaływanie na zdrowie ludzkie i środowisko (tzw. niska emisja). Tak więc, na tym rynku również decydująca jest konkurencja między ciepłem sieciowym a gazem ziemnym.

Koszty ciepła uzyskiwanego z różnych źródeł były analizowane w wielu pracach [Chyrczakowski 1996, Dembecki 1999, Recknagel i in. 1994, Szymczyk 1999]. W tych porównaniach brano pod uwagę wszystkie koszty ponoszone przez użytkownika: koszt paliwa, amortyzację kotła lub przyłącza, koszt obsługi i konserwacji. Przy czym w odniesieniu do ciepła sieciowego przyjmuje się założenie, że budynek jest zlokalizowany w obrębie istniejącej sieci ciepłowniczej. W tabl. 2 zestawiliśmy rezultaty uzyskane w wymienionych pracach. Pominęliśmy [Szymczyka 1999], ponieważ jego konkluzje nie są jednoznaczne.

W przypadku budynków jednorodzinnych ciepło sieciowe jest zupełnie niekonkurencyjne. Wynik ten odnosi się zarówno do Polski, jak i Niemiec. W przypadku domów wolnostojących ogólne zużycie ciepła jest stosunkowo nieduże.

Tak więc koszt inwestycyjny związany z wybudowaniem przyłącza w przeliczeniu na GJ ciepła jest bardzo wysoki.

Tablica 2

## Ranking źródeł ogrzewania wg kosztów

	Budynki jednorodzinne		Budynki wielorodzinne		
	Polska 1996, Chyrczakowski (1996)	RFN 1989, Recknagel i in. (1994)	Polska 1999, Jankowski i in. (1999)	Polska 1996, Chyrczakowski (1996)	RFN 1989, Recknagel i in. (1994)
Węgiel	2	1*	2	4	2*
Miał węglowy	1	-	1	2	-
Gaz ziemny	3	3	3	1	4
Ciepło sieciowe	4	4	4	3	1
Olej opalowy	6	2	5	5	3
Elektryczność	5	5	6	6	5

Objaśnienia: jedyńka oznacza najniższy koszt; \*koks.

Źródło: [Chyrczakowski 1996, Dembecki 1999, Jankowski i in. 1999]

Natomiast w przypadku budynków wielorodzinnych wnioski nie są tak jednoznaczne. W Niemczech ciepło sieciowe jest najtańszym źródłem. Warto zwrócić uwagę na przewagę ciepła sieciowego nad koksem. Należy to tłumaczyć bardzo wysokimi kosztami pracy. W Polsce ciepło sieciowe jest droższe zarówno od gazu, jak i paliwa stałego (a dokładniej miału węglowego). Stosunkowo wysoka pozycja ciepła sieciowego w badaniu [Chyrczakowskiego 1996] może być spowodowana tym, że autor oparł się na cenach Stołecznego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej, które jest jednym z najtańszych dystrybutorów w kraju.

Olej opalowy i elektryczność są najdroższymi źródłami ciepła w Polsce. Obsługują one rynki niszowe. Na przykład elektryczność jest wykorzystywana tam, gdzie nie ma dostępu do sieci ciepłowniczej lub gazowej, a paliwa stałe nie mogą być wykorzystane ze względów technicznych. Dawniej elektryczność była bardziej konkurencyjna przy zastosowaniu systemu dwutaryfowego i pieców akumulacyjnych. Obecnie taryfy te są trudne do uzyskania. Natomiast olej opalowy jest w Polsce po prostu bardzo drogi i w praktyce rzadko wykorzystywany do celów grzewczych.

Ciepło sieciowe nie jest konkurencyjne względem innych źródeł energii cieplnej. Jednak nie znaczy to, że systemy ciepłownicze znikną z mapy gospodarczej Polski. Gospodarstwa domowe, które już są podłączone do sieci, mają bardzo niewielkie szanse na zmianę sposobu ogrzewania mieszkania. Na przeszkodzie stoją zarówno względy techniczne – np. lokalizacja nowego źródła ciepła – jak i formalne – większość mieszkań należy do spółdzielni lub wspólnot mieszkaniowych, które mają decydujący głos w tych sprawach. Odbiorcy ciepła sieciowego będą raczej dążyli do ograniczania zużycia ciepła poprzez podejmowanie działań termorenowacyjnych niż do zmiany źródła.

Mimo niskiej konkurencyjności ciepła sieciowego, systemy ciepłownicze w niektórych miastach są rozbudowywane. W naszym odczuciu jest to wynik nacisków politycznych<sup>1</sup> bądź technicznych trudności uniemożliwiających wykorzystanie gazu ziemnego. Każdy z tych powodów świadczy o silnej pozycji monopolistycznej przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Czyli informację, że dane przedsiębiorstwo przewiduje wzrost produkcji ciepła, można zinterpretować jako aproksymantę posiadania przez przedsiębiorstwo siły monopolistycznej w segmencie rynku, który jeszcze nie jest podłączony do sieci. Przewaga konkurencyjna w tym segmencie implikuje również mocną pozycję w segmencie, który jest obecnie obsługiwany przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Brak zagrożenia ze strony potencjalnych konkurentów umożliwiał generowanie zysków nadzwyczajnych, które jednak nie były ujawniane jako zyski finansowe. Forma własności tych podmiotów – państwowa i komunalna – zachęcała zarządy do konsumowania tych zysków poprzez tworzenie kosztów, które nie były bezpośrednio związane z procesami produkcyjnymi. Zmiana zasad kształtowania cen uniemożliwia stosowanie takiej praktyki. Powyższy tok rozumowania upoważnia nas do przeformułowania hipotezy 1.

#### 1. Przedsiębiorstwa prognozujące wzrost produkcji rzadziej ubiegały się o przyznanie nowej taryfy

W kolejnym podrozdziale omówimy różnice występujące między starym a nowym systemem regulacyjnym w definiowaniu kosztów uzasadnionych. Pozwoli to nam na precyzyjne sformułowanie drugiej hipotezy badawczej.

### Koszty uzasadnione

W latach dziewięćdziesiątych zasady kształtowania cen ciepła sieciowego zmieniały się wielokrotnie. Problem ten był już omawiany wcześniej [Borkowski 1997, Rączka 2000a]. W tym miejscu zajmiemy się regulacjami, które poprzedzały liberalizację cen, a dokładniej latami 1995-98.

W maju 1995 r. Rada Ministrów wprowadziła zakaz podnoszenia cen umownych na ciepło sieciowe. Zastosowanie tak restrykcyjnego instrumentu kontroli cen było spowodowane dwoma czynnikami. Po pierwsze, rząd chciał ograniczyć wpływ wzrostu cen ciepła na inflację. Po drugie, niższe ceny umowne pozwalały zmniejszyć wydatki budżetu na dotacje dla spółdzielni mieszkaniowych na pokrycie różnicy pomiędzy cenami umownymi i urzędowymi.

Biorąc pod uwagę znaczną inflację, zamrożenie cen w dłuższym okresie czasu doprowadziłoby przedsiębiorstwa ciepłownicze do bankructwa. Z tego względu w rozporządzeniu zakazującym podnoszenie cen ciepła [Rada Mini-

<sup>1</sup> Gminy są właścicielami wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych, które – szczególnie w mniejszych miejscowościach – mogą być postrzegane jako synekury. Można się spodziewać, że niektóre gminy stawiają na rozwój sieci ciepłowniczych pomimo niskiej konkurencyjności ciepła sieciowego, żeby zwiększyć przychody tych przedsiębiorstw.

strów 1995] wymienia się szereg wyjątków, które mogły stanowić podstawę do podniesienia cen. Za pomocą tej dziwnej konstrukcji prawnej rząd próbował zmusić przedsiębiorców do poprawy efektywności wg następującej logiki: te koszty, które wzrastają niezależnie od przedsiębiorcy, mogą być zrekompensowane odpowiednią podwyżką ceny, natomiast koszty będące pod kontrolą przedsiębiorcy muszą być zredukowane o tyle, o ile inflacja zmniejsza realne przychody.

Rozporządzenie z dnia 11 kwietnia 1995 r. w sprawie wprowadzania okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii cieplnej [Rada Ministrów, 1995] definiuje kategorie kosztów, które są niezależne od przedsiębiorcy. Są to:

1. zakup paliwa;
2. składowanie paliwa i odpadów;
3. media;
4. transport;
5. podatki, opłaty i fundusze obciążające koszty;
6. odpisy amortyzacyjne związane z aktualizacją wyceny środków trwałych na dzień 1 stycznia 1995 r.;
7. wynagrodzenia;
8. materiały, remonty i konserwacje.

Wzrost cen w poszczególnych kategoriach w różnym stopniu mógł być uwzględniony we wzroście cen ciepła. Podwyżka cen paliwa i wynagrodzeń mogła być zrekompensowana w 97%. Wzrost kosztów materiałów, remontów i konserwacji był ograniczony wskaźnikiem inflacji. Pozostałe pozycje w całości mogły być wliczone w podwyżki ciepła.

Przedstawiony powyżej sposób kontroli cen może być skrytykowany z wielu powodów<sup>2</sup>. Jednak zasadniczym zarzutem, jaki można jemu postawić jest to, że traktuje on przedsiębiorstwo energetyki cieplnej jak skamielinę. Zupełnie pomija wszystkie kategorie kosztów związanych z inwestycjami i rozwojem. Przede wszystkim mamy tu na myśli koszty finansowe i odpisy amortyzacyjne związane z nowo ukończonymi inwestycjami. Takie postawienie sprawy zupełnie blokuje restrukturyzację przedsiębiorstw i stoi w sprzeczności z proefektywnościowymi założeniami regulacji.

Problem ten został częściowo rozwiązany dopiero po półtora roku w rozporządzeniu z dnia 11 grudnia 1996 r. [Rada Ministrów 1996]. Do czynników niezależnych od jednostki gospodarczej zaliczono: „odpisy amortyzacyjne od nowo wprowadzonych do ewidencji księgowej, po 1 stycznia 1997 r., środków trwałych służących do bezpośredniej produkcji, przesyłu i przetwarzania energii cieplnej (takich jak: kotły, zespoły i części kotłów, urządzenia regulacyjne i pomiarowe, kominy, urządzenia bezpośrednio związane z ochroną środowiska, urządzenia uzdatniania wody, sieci ciepłne, przepompownie, węzły ciepłne itp.) oraz odpisów amortyzacyjnych związanych z aktualizacją wyceny

<sup>2</sup> Negatywny wpływ na efektywność ekonomiczną takich mechanizmów indeksowania cen został opisany już w latach siedemdziesiątych [np. Gollop i Karlson 1978].



środków trwałych na dzień 1 stycznia 1995 r.”. Tak więc w roku 1997 można było wliczać w koszty uzasadnione odpisy amortyzacyjne. Jednak, jak zauważa [Borkowski 1997, s. 19], „podwyżka cen umownych energii cieplnej nie może być dokonywana wyprzedzająco w stosunku do wzrostu czynników niezależnych, wpływających na wzrost kosztów”. Czyli za nim można było podnieść ceny należało zakończyć inwestycję i dokonać pierwszego odpisu amortyzacyjnego. Przy czym podwyżka, jak pisze ten sam autor, „nie może rekompensować skutków związanych z różnicą terminów między wprowadzaniem podwyżki ceny a terminem wzrostu kosztów”. Tak więc trudności z uwzględnieniem wzrostu odpisów amortyzacyjnych w dalszym ciągu zniechęcały do podejmowania inwestycji. A przecież realizacja inwestycji wiąże się jeszcze z wieloma innymi kosztami. Zwykle takie przedsięwzięcia są częściowo finansowane z kredytów i pożyczek. Spłata odsetek jest kosztem, którego w dalszym ciągu nie można było skompensować wzrostem ceny ciepła.

Rok 1998 jest okresem przejściowym od zakazu podnoszenia cen do liberalizacji. Ministerstwo Finansów określa wskaźnik dopuszczalnego wzrostu cen umownych na 15,56% [Minister Finansów 1997 i 1998]. Tak więc wszyscy przedsiębiorcy mogli w równym stopniu podnieść ceny. Jednak w przedsiębiorstwach, które rozpoczęły inwestycje w 1997 roku – być może dzięki temu, że rozporządzenie z dnia 11 listopada 1996 roku dawało możliwość rekompensowania kosztów amortyzacji podwyżkami cen – koszty istotnie wzrosły w stosunku do przychodów. Proces ten w pewnym stopniu odzwierciedla ogólny wzrost udziału odpisów amortyzacyjnych w kosztach przedsiębiorstw energetyki cieplnej z klasy EKD 40.30 (zob. tabl. 3).

Tablica 3

## Udział odpisów amortyzacyjnych w kosztach przedsiębiorstw produkcyjno-dystrybucyjnych

Rok	1996	1997	1998
Amortyzacja (%)	9,14	9,24	11,00

Źródło: [ARE 1998, s. 96 i ARE 1999, s. 72]

W roku 1999 URE – na mocy Prawa Energetycznego – przejmuje od Ministra Finansów kompetencje dotyczące regulacji cen ciepła sieciowego. Zmienia się sposób kształtowania cen z centralnego na indywidualny. Obecnie każde przedsiębiorstwo energetyki cieplnej samo ustala taryfę, która jest jedynie akceptowana przez URE. W ten sposób cena jest powiązana z rzeczywistymi kosztami. Koszty te są określone w rozporządzeniu taryfowym [Ministra Gospodarki 1998]. Paragraf 10.1 określa koszty uzasadnione:

1. „koszty wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, poniesione w poprzednim roku obrotowym,
2. planowane roczne koszty modernizacji i rozwoju oraz koszty związane z realizacją inwestycji w zakresie ochrony środowiska”.



Rozporządzenie rozróżnia dwie kategorie: koszty poniesione i planowane. W porównaniu z poprzednimi regulacjami jest to ogromna zmiana. Wcześniej koszty planowane nie były podstawą do podwyżki, a wzrost kosztów poniesionych mógł być rozliczony tylko częściowo. Tabl. 4 pokazuje zestawienie kosztów odnoszących się do tej pierwszej kategorii. Kolorem szarym zaznaczono pozycje, które były traktowane jako koszty uzasadnione w latach 1995-97.

Tablica 4

## Koszty uzasadnione poniesione w poprzednim roku obrotowym

Koszty stałe	Koszty zmienne
Amortyzacja*	Paliwa
Wynagrodzenia i narzuty na wynagrodzenia	Transport paliw
Materiały do remontów i konserwacji	Składowanie paliw
Transport ogólny (bez paliw i popiołu)	Transport odpadów paleniskowych
Podatki i opłaty (bez opłat karnych)	Składowanie odpadów paleniskowych
Zarząd i administracja	Energia elektryczna
Obsługa handlowa odbiorców	Woda
Szkolenia, delegacje, itp.	Uzdatnianie wody
Prace badawcze, studialne, ekspertyzy, itp.	Odprowadzanie ścieków
Obsługa kredytów i koszty finansowe (odsetki, zmiany kursów walutowych, itp.)	Opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska (bez opłat karnych)

Objaśnienia: kolor szary – pozycje, które były kosztami uzasadnionymi w poprzednim systemie regulacyjnym; \* w poprzednim systemie regulacyjnym amortyzacja była uwzględniana w mniejszym zakresie.

Źródło: [Cherubin 2000, s. 53], zmienione

Jak widać reforma instytucjonalna doprowadziła do rozszerzenia zakresu kosztów uzasadnionych, które zostały poniesione w ostatnim roku obrotowym. Do najważniejszych zmian należy uwzględnienie kosztów obsługi handlowej odbiorców, obsługi kredytów i innych kosztów finansowych. Ta pierwsza pozycja ma ogromne znaczenie dla podmiotów prowadzących dystrybucję ciepła, ponieważ koszty rozliczeń z klientami mogą być dość znaczne. Druga pozycja ma znaczenie dla tych przedsiębiorstw, które we wcześniejszych latach zrealizowały inwestycje finansowane ze środków komercyjnych.

Dodatkowo można uwzględnić planowane koszty inwestycji modernizacyjnych, rozwojowych i związanych z ochroną środowiska. Dzięki temu przedsiębiorstwa będą mogły przenieść na konsumentów koszty inwestycji w momencie ich wystąpienia. Ma to kluczowe znaczenie dla właściwego zarządzania finansami. Ważne też jest to, że rozporządzenie wymienia pośród kosztów uzasadnionych inwestycje proekologiczne, ponieważ ciepłownictwo wywiera silną presję na środowisko.

Analiza porównawcza systemów regulacyjnych pozwala na doprecyzowanie hipotezy 2.

2. Nowe zasady ustalania taryf na ciepło sieciowe w istotny sposób rozszerzają zakres i definicję kosztów uzasadnionych. Należy się spodziewać, że

o przyznanie nowej taryfy chętniej występują przedsiębiorstwa, które skorzystały na tych zmianach, a więc te, które: (2.1) realizowały inwestycje przed rokiem 1999, (2.2) mają wysokie koszty obsługi klienta, (2.3) planują realizację inwestycji (w szczególności w zakresie ochrony środowiska).

W kolejnym rozdziale spróbujemy w sposób formalny dowieść prawdziwość postawionych hipotez.

## Analiza empiryczna

### Metoda badawcza

Hipotezy badawcze zweryfikujemy przy pomocy modelu logitów, w którym zmienną objaśnianą (TAR) będzie to, czy przedsiębiorstwo uzyskało taryfę do dnia 4 lipca 2000 roku (jedyńka) czy nie (zero). Może się wydawać, że właściwą zmienną niezależną jest to, czy przedsiębiorstwo wystąpiło o przyznanie taryfy czy nie. Ta zmienna pozwala wyeliminować przypadki, w których przedsiębiorstwo wystąpiło o taryfę, ale jej nie dostało z przyczyn formalno-administracyjnych. Jednak z drugiej strony podmiot mógł wystąpić o taryfę i w trakcie postępowania administracyjnego wycofać wniosek. Takie zachowanie jest strategicznym działaniem zarządu – w trakcie postępowania URE mogło prosić o wyjaśnienia, które dostarczyły nowych informacji wskazujących na nieopłacalność starania się o taryfę (np. okazało się, że nie wszystkie koszty zgłoszone przez podmiot uzasadniają podwyżkę cen w myśl nowych przepisów). Dodatkowym argumentem przemawiającym za skonstruowaniem zmiennej niezależnej na podstawie informacji o uzyskaniu taryfy jest to, że na pokonanie trudności formalnych przedsiębiorstwa miały 18 miesięcy. Zresztą dane z tabl. 1 pokazują, że od września 1999 zmniejsza się liczba rozpatrywanych wniosków. Czyli większość tych, którzy chcieli szybko uzyskać taryfę, już to zrobiła. Tak więc zakładamy, że decyzja o wprowadzeniu nowej taryfy jest strategiczna i można ją powiązać z indywidualnymi cechami przedsiębiorstw oraz z ich otoczeniem rynkowym, które aproksymujemy następującymi zmiennymi.

PROGWP – prognozowany wzrost produkcji w roku 1998. Zmienna ta odnosi się do hipotezy 1. Odzwierciedla siłę rynkową przedsiębiorstwa. Te przedsiębiorstwa, które prognozują wzrost produkcji mniej chętnie występują o nową taryfę, bo silna pozycja rynkowa pozwalała im czerpać zyski nadzwyczajne, które nie byłyby zaakceptowane przez URE. Spodziewamy się, że wpływ tej zmiennej będzie ujemny.

INWO – inwestycje w roku 1998. Zmienna nawiązuje do hipotezy 2.1. Jeżeli przedsiębiorstwo inwestowało, to obecnie ma wysokie odpisy amortyzacyjne i koszty finansowe. Oczekujemy, że wpływ tej zmiennej będzie dodatni.

UKOMS – udział sektora komunalno-bytowego w sprzedaży ciepła w 1997 roku. Przy użyciu tej zmiennej chcemy zweryfikować hipotezę 2.2. Wysoki udział

sektora komunalno-bytowego jest powiązany z większą liczbą odbiorców w przeliczeniu na jednostkę sprzedanego ciepła, a to oznacza wyższe koszty obsługi klientów. Należy się spodziewać, że zmienna ta wpływa dodatnio na prawdopodobieństwo wystąpienia o nową taryfę.

PRODSO<sub>2</sub> – produkcja ciepła w przeliczeniu na tonę emisji SO<sub>2</sub> w roku 1997. Zmienna ta odnosi się do hipotezy 2.3. Te przedsiębiorstwa, które mają wysoką produkcję w przeliczeniu na tonę emisję SO<sub>2</sub> są przyjazne dla środowiska, a więc nie muszą podejmować inwestycji związanych z jego ochroną. Spodziewamy się, że wpływ tej zmiennej będzie ujemny.

LNPROD – logarytm naturalny z wielkością produkcji w 1997 roku. Przy pomocy tej zmiennej chcemy zweryfikować hipotezę 3. Tak jak zostało to już powiedziane we wstępie, opieszałość przedsiębiorstw energetyki ciepłej można wiązać z trudnościami w pokonaniu barier formalno-administracyjnych. Należy się spodziewać, że większe podmioty łatwiej sobie poradzą z nowymi przepisami. Wielkość przedsiębiorstwa powinna dodatnio wpływać na zmienną objaśnianą.

Ostatecznie model zapisujemy w następujący sposób:

$$(1) \log\{TAR_1/(1-TAR_1)\} = B_1PROGWP_i + B_2INWO_i + B_3UKOMS_i + B_4PRODSO_2_i + B_5LNPROD_i + B_6PROF7_i + B_7UTYL_i + C$$

gdzie TAR<sub>1</sub> jest prawdopodobieństwem uzyskania taryfy przez przedsiębiorstwo, C jest stałą.

### Dane

Model (1) został oszacowany na próbie składającej się z 217 przedsiębiorstw energetyki ciepłej. Są to podmioty, które mają zainstalowane kotły do produkcji ciepła o mocy osiągalnej przekraczającej 5,8 MW. Próba obejmuje przedsiębiorstwa, które wg nieformalnej klasyfikacji URE są zaliczane do ciepłowni zawodowych i komunalnych (tzn. charakteryzujące się wskaźnikiem zaangażowania w działalność energetyczną przekraczającym 0,2). Dane pochodzą z kwestionariuszy koncesyjnych C i DC, które były zbierane przez URE w 1998 roku. Ogólny opis problemów związanych z doбором próby i przygotowaniem zbioru danych został zamieszczony we wcześniejszych publikacjach, [Rączka 2000a, Rączka 2000b] więc go pominiemy.

Oryginalne dane – odzwierciedlające charakterystykę przedsiębiorstw z lat 1997-98 – zostały uzupełnione informacją o tym, czy dane przedsiębiorstwo uzyskało taryfę czy nie na dzień 4 lipca 2000 r. Dane nie są spójne czasowo jednak nie powinno to fałszować rezultatów. UKOMS, LNPROD, PRODSO<sub>2</sub> odnoszą się do roku 1997. Żadna z tych cech nie może zmieniać się zbyt szybko w czasie, ponieważ zarówno wielkość popytu, jak i jego struktura w przypadku ciepłownictwa jest stabilna. INWO i PROGWP odnoszą się do roku 1998. W tym przypadku jest to korzystne. Można się spodziewać, że inwestycje już zostały zakończone i przedsiębiorstwa odczuwają skutki podwyższonych odpisów amortyzacyjnych i kosztów finansowych. Jeżeli przedsiębiorstwo korzyst-

nie oceniało możliwości zwiększenia produkcji w roku 1998, kiedy system ustalania cen był niekorzystny dla podmiotów planujących inwestycje, to tym bardziej powinny podtrzymać swoją ocenę w kolejnych latach.

### Wyniki

Model logitów został oszacowany metodą najwyższej wiarygodności. Do tego celu wykorzystaliśmy pakiet ekonometryczny EViews 3.1. Wyniki estymacji prezentuje tabl. 5. Statystyka LR (Likelihood Ratio) wskazuje na to, że model jest istotny statystycznie. Współczynniki stojące przy zmiennych objaśniających są istotne statystycznie, a ich znaki są zgodne z naszymi oczekiwaniami.

Tablica 5

Oszacowanie modelu (1)

Zmienna	Współczynnik	Wartość statystyki t	Poziom istotności testu
PROGWP	-1,059	-2,239	0,025
INWO	0,888	2,174	0,030
UKOMS	0,946	1,944	0,052
PRODSO2	-0,262	-1,947	0,052
LNPROD	0,673	4,157	0,000
C	-0,901	-3,194	0,001
Liczba obserwacji			217
Statystyka LR (7 stopni swobody)			39,573
Poziom istotności statystyki LR			0,000
R <sup>2</sup> McFaddena			0,151

Źródło: opracowanie własne

### Podsumowanie

W artykule próbowaliśmy wytłumaczyć, dlaczego blisko połowa przedsiębiorstw energetyki ciepłej przez 18 miesięcy obowiązywania nowych zasad kształtowania cen ciepła sieciowego nie wystąpiła do URE o zaakceptowanie podwyżek. Zrozumienie tego zjawiska pozwoli na ocenę reformy instytucjonalnej ciepłownictwa.

Dotychczasowy system kształtowania cen zakłócił relację pomiędzy kosztami a przychodami oraz zdeformował strukturę kosztów. Mechanizm ten był nieczuły na wykorzystywanie przez niektóre przedsiębiorstwa pozycji monopolistycznej. Pozwalał na generowanie zysków nadzwyczajnych. Świadczy o tym zarówno prawdziwość hipotezy 1 mówiącej o tym, że przedsiębiorstwa o silnej pozycji rynkowej mniej chętnie występowały o taryfy, jak również to, że 19 przedsiębiorstwom URE obniżył ceny, ponieważ wykazane przez nich koszty nie uzasadniały cen dotychczas przez nie stosowanych.

W poprzednim systemie regulacyjnym minister finansów określał kategorie kosztów, których wzrost mógł być kompesowany podwyżkami cen lub określał współczynnik dopuszczalnego wzrostu cen umownych. Takie rozwiązania praktycznie uniemożliwiały realizację poważnych inwestycji. Obecnie obowiązujące przepisy umożliwiają wliczenie w ceny ciepła wszystkich kosztów związanych z działalnością ciepłowniczą, które zostały poniesione w ostatnim roku obrotowym, oraz koszty planowanych inwestycji. Do tej pierwszej kategorii zaliczono między innymi koszty obsługi klientów. Dzięki temu przedsiębiorstwa energetyki ciepłej będą mogły poprawić swoje relacje z odbiorcami, którzy dotychczas postrzegali ciepłownictwo jako relikwiny gospodarki centralnie planowanej. Pierwszą oznaką tych zmian jest to, że przedsiębiorstwa, dla których głównym odbiorcą jest sektor komunalno-bytowy, chętniej występują o zaakceptowanie nowej taryfy (hipoteza 2.2). Ważne jest również to, że koszty finansowe i odpisy amortyzacyjne są traktowane obecnie jako koszty uzasadnione. Przedsiębiorstwa, które zrealizowały inwestycje w ostatnich latach – a więc najprawdopodobniej te, które próbowały poprawić efektywność – będą mogły przerzucić część kosztów inwestycji na konsumentów (hipoteza 2.1). Ta zmiana oraz możliwość podniesienia ceny na poczet kosztów planowanych inwestycji z pewnością pobudzi procesy restrukturyzacyjne. Świadczy o tym pozytywna weryfikacja hipotezy 2.3, która mówi, że przedsiębiorstwa, które emitowały relatywnie dużo  $SO_2$ , chętniej występują o przyznanie nowej taryfy.

Z drugiej strony nie mogliśmy odrzucić hipotezy 3 mówiącej o tym, że większe przedsiębiorstwa łatwiej mogły przyswoić sobie nowe zasady kształtowania cen. Być może mniejsze podmioty nie dysponują odpowiednimi kadrami, które mogłyby przygotować taryfę. URE powinien uprościć wymagania formalne stawiane małym podmiotom. Jest to tym ważniejsze, że od 14 czerwca 2000 obowiązkiem uzyskania koncesji i przedłożenia taryf zostały objęte podmioty, które wytwarzają i sprzedają ciepło ze źródeł o mocy większej niż 1 MW (dotychczas 5,8 MW).

Analiza procesu przyznawania taryf dowodzi, że reforma instytucjonalna w ciepłownictwie przynosi bardzo pozytywne efekty. Po pierwsze, reforma zmusiła przedsiębiorstwa do kształtowania cen na podstawie rzetelnej kalkulacji ekonomicznej. Spowodowało to spowolnienie dynamiki wzrostu cen, a w odniesieniu do części podmiotów – spadek cen. Spośród przedsiębiorstw będących w jurysdykcji Urzędu Regulacji Energetyki blisko połowa podmiotów, które łącznie wytwarzają ponad 30% ciepła, nie wystąpiła o zaakceptowanie nowej taryfy. Oznacza to, że przedsiębiorstwa te obniżyły ceny – w wymiarze realnym – o ok. 17%. Dodatkowo, 19 przedsiębiorstwom, które wystąpiły o przyznanie taryfy, ceny zostały obniżone.

Po drugie, cechy przedsiębiorstw, które podnoszą ceny, wskazują na uruchomienie procesu restrukturyzacji. W nowym systemie regulacyjnym przedsiębiorstwa energetyki ciepłej zostały potraktowane jako nowoczesne firmy, które: inwestują, chcą być przyjazne środowisku, prowadzą działania marketingowe. Można się spodziewać realizacji nowych inwestycji, zmniejszenia presji na środowisko oraz poprawy relacji przedsiębiorstw z klientami. Nale-

ży się spodziewać, że w dłuższym okresie reforma instytucjonalna ciepłownictwa przyniesie poprawę efektywności i dalszy spadek cen.

### Bibliografia

- ARE [1998], Statystyka ciepłownictwa polskiego 1997, Warszawa.
- ARE [1999], Statystyka ciepłownictwa polskiego 1998, Warszawa.
- Borkowski, M. [1997], System ustalania cen energii cieplnej w okresie przejściowym, Fundacja Rozwoju Ciepłownictwa „Unia Ciepłownictwa”, Warszawa.
- Cherubin, W. [2000], Zasady ustalania taryf i rozliczeń z odbiorcami ciepła, Fundacja Poszanowania Energii, Warszawa.
- Chyrczakowski, S. [1996], Rynek energii cieplnej w Polsce w zakresie dostawy ciepła do budynków mieszkalnych – stan obecny i uwarunkowania rozwoju, Rynek Energii, nr 5.
- Dembecki, [1999], Perspektywy rozwoju ciepłownictwa w Polsce, Ciepłownictwo w Polsce i na świecie, rocznik VI, zeszyt 1-2, s. 7-11.
- Jankowski, B. i inni [1999], Analiza możliwości ograniczania emisji dwutlenku siarki (poza sektorem energetycznym i rafineryjnym) w ramach krajowego programu redukcji SO<sub>2</sub>, do 2010 roku, praca wykonana na zlecenie MOŚZNiL, EnergSys, Warszawa.
- Gollop, F. i S. Karlson [1978], The Impact of The Fuel Adjustment Mechanism on Economic Efficiency, Review of Economics and Statistics, nr 60, s. 574-84.
- Minister Finansów [1997], Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 21 listopada 1997 r. w sprawie ustalenia taryf dla ciepła, Dziennik Ustaw, nr 143, poz. 959, nr 162, poz. 1121.
- Minister Finansów [1998], Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 marca 1998 r. w sprawie ustalenia taryf dla ciepła, Dziennik Ustaw, nr 38, poz. 220).
- Minister Gospodarki [1998], Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach, Dziennik Ustaw, nr 132, poz. 867.
- Morka, A. [1999], Cześniej płacimy drożej niż taniej, Rzeczpospolita, 08.12.99.
- Rączka, J. [2000a], Wpływ regulacji rynku na efektywność techniczną wytwarzania ciepła, w: Dziesięć lat po okrągłym stole. Stan gospodarki i stan nauk ekonomicznych w Polsce, materiały z konferencji WNE UW, wrzesień 1999, Warszawa.
- Rączka, J. [2000b], Regulacja rynku a efektywność techniczna ciepłowni. Analiza empiryczna oparta na danych przekrojowych z 1997 r., Ekonomista, nr 1, s. 121-130.
- Rada Ministrów [1995], Rozporządzenie z dnia 11 kwietnia 1995 r. w sprawie wprowadzenia okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii cieplnej, Dziennik Ustaw, nr 44, poz. 227.
- Rada Ministrów [1996], Rozporządzenie z dnia 11 grudnia 1996 r. w sprawie wprowadzenia okresowego zakazu podwyższania cen umownych energii cieplnej, Dziennik Ustaw, nr 156, poz. 778.
- Recknagel [1994].
- Szymczyk, J. [1999], Porównanie indywidualnych i centralnych systemów grzejnych w Polsce w okresie transformacji gospodarczej, Rynek Energii, nr 1, s. 12-16.
- URE [1999], Kształtowanie się cen i stawek ciepła, Urząd Regulacji Energetyki, materiał powielony, Warszawa.
- URE [2000], Sprawozdanie z działalności URE za rok 1999, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 3.